Deutscher Bundestag **Drucksache 16/8148**
16. Wahlperiode 18. 02. 2008

Gesetzentwurf

der Bundesregierung

Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften

A. Problem und Ziel

Die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung ist ein besonders bedeutsames Politikziel der Bundesregierung. Es gilt dabei, die Energieversorgung künftiger Generationen unter Berücksichtigung der Belange des Naturschutzes, ökologischer Ziele, gleichzeitigem wirtschaftlichem Wachstum und Sozialverträglichkeit sowie unter Berücksichtigung der Elemente Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit sicherzustellen. Ein Kernelement dieser Strategie ist, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung im Interesse des Umwelt- und des Klimaschutzes sowie der Sicherung endlicher Ressourcen deutlich zu steigern. Strom aus Erneuerbaren Energien soll wettbewerbsfähig werden und sich am Markt durchsetzen.

Ziel des mit dem Gesetzentwurf neu gefassten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist es, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf 25 bis 30 Prozent zu erhöhen und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen.

B. Lösung

Das EEG hat sich als effektiv im Hinblick auf die Ausbauziele erwiesen. Es wird international als beispielhaft angesehen. Analysen der Europäischen Kommission haben gezeigt, dass Einspeisetarife, wie Sie das EEG vorsieht, derzeit in der Regel kostengünstiger und wirksamer sind als so genannte Quotensysteme, vor allem im Bereich der Windenergie.

Die Grundstruktur hat sich bewährt und wird daher beibehalten. Als Reaktion auf Veränderungen der ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen werden gleichzeitig Änderungen im Detail vorgenommen, die es möglich machen, die quantitativen Ziele für das Jahr 2020 und darüber hinaus zu erreichen.

C. Alternativen

Keine

D. Finanzielle Auswirkungen auf die öffentlichen Haushalte

1. Haushaltsausgaben ohne Vollzugsaufwand

Unmittelbare Kosten für die öffentlichen Haushalte entstehen nur insoweit, als ihre Strombezugskosten durch eine steigende EEG-Umlage geringfügig höher

ausfallen. Sie werden beim Bund von den zuständigen Ressorts im Rahmen der für ihre Einzelpläne geltenden Finanzplanansätze gedeckt.

2. Vollzugsaufwand

Das Gesetz kann Mehrausgaben durch die Ausweitung der behördlichen Tätigkeit beim Bund verursachen. Sie ergeben sich u. a. aus zusätzlichen Aufgaben der Bundesnetzagentur gemäß § 61. Über etwaige Mehrausgaben wird im Rahmen der Verhandlungen über den Haushalt 2009 entschieden. Dabei werden die Ergebnisse aus der zurzeit laufenden Personalbedarfsermittlung für den gesamten Energiebereich der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen sein.

Die Aufgaben für die Bundesnetzagentur werden nur geringfügig erweitert. Dies dient der besseren Evaluierung des Gesetzes. Im Gegenzug wird die Ermächtigung zur Schaffung eines Anlagenregisters gestrichen. Es ist davon auszugehen, dass die Bundesnetzagentur die Aufgaben, die ursprünglich das Anlagenregister erfüllen sollte, mit wesentlich weniger Aufwand erfüllen kann, da ihr ein Großteil der relevanten Daten schon heute im Rahmen ihrer Zuständigkeit für die Kontrolle des bundesweiten Ausgleichs zugeleitet werden.

E. Sonstige Kosten

Die sonstigen Kosten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes werden wesentlich von der Entwicklung der Vergütungszahlungen und des in Abzug zu bringenden anlegbaren Werts der entsprechenden Strommengen bestimmt. Eine Rolle spielt auch, dass in der Zukunft in zunehmendem Maße EEG-relevante Strommengen aufgrund attraktiverer Vermarktungsmöglichkeiten nicht mehr über das EEG vergütet werden. Aktuelle Untersuchungen erwarten vor diesem Hintergrund einen Anstieg der EEG-Differenzkosten von 3,3 Mrd. Euro (2006) auf ein Maximum von etwa 6,2 Mrd. Euro im Jahr 2015 (Preisbasis 2007) sowie anschließend einen deutlichen und kontinuierlichen Rückgang auf 0,6 Mrd. Euro im Jahr 2030 (2020: 4,9 Mrd. Euro). Dies ist allerdings noch keine vollständige ökonomische Bilanz des EEG. Neben einigen weiteren Kostenwirkungen sind auch verschiedene ökonomisch relevante Nutzenaspekte unberücksichtigt, z. B. die Vermeidung externer Schadenskosten.

F. Bürokratiekosten

Die Bürokratiekosten verringern sich durch die Neufassung des Gesetzes erheblich. Neue Informationspflichten werden nur vereinzelt und mit geringen Bürokratiekosten normiert. Im Gegenzug werden Informationspflichten mit erheblichen Bürokratiekosten abgeschafft.

BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND
DIE BUNDESKANZLERIN

Berlin, 18. Februar 2008

An den
Präsidenten des
Deutschen Bundestages
Herrn Dr. Norbert Lammert
Platz der Republik 1
11011 Berlin

Sehr geehrter Herr Präsident,

hiermit übersende ich den von der Bundesregierung beschlossenen

> Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften

mit Begründung und Vorblatt (Anlage 1).

Ich bitte, die Beschlussfassung des Deutschen Bundestages herbeizuführen.

Federführend ist das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Die Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gemäß § 6 Abs. 1 NKRG ist als Anlage 2 beigefügt.

Der Bundesrat hat in seiner 841. Sitzung am 15. Februar 2008 gemäß Artikel 76 Absatz 2 des Grundgesetzes beschlossen, zu dem Gesetzentwurf wie aus Anlage 3 ersichtlich Stellung zu nehmen.

Die Gegenäußerung der Bundesregierung zu der Stellungnahme des Bundesrates wird nachgereicht.

Mit freundlichen Grüßen

Angela Merkel

Anlage 1

Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften[1]

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

Artikel 1

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)

Inhaltsübersicht

[1] Dieses Gesetz dient der Umsetzung der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. EG Nr. L 283 S. 33), zuletzt geändert durch die Richtlinie 2006/108/EG des Rates vom 20. November 2006 (ABl. EU Nr. L 363 S. 414).

Teil 1
Allgemeine Vorschriften

§ 1
Zweck des Gesetzes

(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.

(2) Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf 25 bis 30 Prozent und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen.

§ 2
Anwendungsbereich

Dieses Gesetz regelt

1. den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas im Bundesgebiet einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Geltungsbereich des Gesetzes) an die Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität,
2. die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber und
3. den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms.

§ 3
Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieses Gesetzes ist

1. „Anlage“ jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas gelten auch solche Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln,
2. „Anlagenbetreiberin oder Anlagenbetreiber“, wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt,
3. „Erneuerbare Energien“ Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie,
4. „Generator“ jede technische Einrichtung, die mechanische, chemische, thermische oder elektromagnetische Energie direkt in elektrische Energie umwandelt,
5. „Inbetriebnahme“ die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft, unabhängig davon, ob der Generator der Anlage mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde,

6. „Leistung einer Anlage“ die elektrische Wirkleistung, die die Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen unbeschadet kurzfristiger geringfügiger Abweichungen technisch erbringen kann,
7. „Netz“ die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung,
8. „Netzbetreiber“ die Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität,
9. „Offshore-Anlage“ eine Windenergieanlage, die in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der Küstenlinie aus seewärts errichtet worden ist. Als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer, Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer, Ausgabe 1994, XII., des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1 : 375 000* dargestellte Küstenlinie,
10. „Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung“ Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 170 der Verordnung vom 31. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2407), der in Anlagen im Sinne des § 5 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes erzeugt wird,
11. „Übertragungsnetzbetreiber“ der regelverantwortliche Netzbetreiber von Hoch- und Höchstspannungsnetzen, die der überregionalen Übertragung von Elektrizität zu nachgeordneten Netzen dienen,
12. „Umweltgutachterin oder Umweltgutachter“ eine Person oder Organisation, die nach dem Umweltauditgesetz in der Fassung vom 4. September 2002 (BGBl. I S. 3490), zuletzt geändert durch Artikel 8 Abs. 1 des Gesetzes vom 4. Dezember 2004 (BGBl. I S. 3166) in der jeweils geltenden Fassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung als Umweltgutachterin, Umweltgutachter oder Umweltgutachterorganisation tätig werden darf.

§ 4
Gesetzliches Schuldverhältnis

(1) Netzbetreiber dürfen die Erfüllung ihrer Verpflichtungen aus diesem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen.

(2) Von den Bestimmungen dieses Gesetzes darf unbeschadet des § 8 Abs. 3 nicht zu Lasten der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers und des Netzbetreibers abgewichen werden.

Teil 2
Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung

Abschnitt 1
Allgemeine Vorschriften

§ 5
Anschluss

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer Leistung von insgesamt bis zu 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt.

(2) Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sind berechtigt, einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes zu wählen.

(3) Der Netzbetreiber ist abweichend von den Absätzen 1 und 2 berechtigt, der Anlage einen anderen Verknüpfungspunkt zuzuweisen. Dies gilt nicht, wenn die Abnahme des Stroms aus der betroffenen Anlage nach § 8 Abs. 1 nicht sichergestellt wäre.

(4) Die Pflicht zum Netzanschluss besteht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 9 möglich wird.

(5) Soweit es für die Ermittlung des Verknüpfungspunktes sowie die Planung des Netzbetreibers nach § 9 erforderlich ist, müssen Einspeisewillige sowie Netzbetreiber einander die dafür notwendigen Unterlagen, insbesondere die für eine nachprüfbare Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten, auf Verlangen innerhalb von acht Wochen vorlegen.

§ 6
Anschlussvoraussetzungen

Die Verpflichtung zum vorrangigen Anschluss besteht nicht, wenn

1. die Leistung der Anlage 100 Kilowatt übersteigt und sie nicht mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung
   a) zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und
   b) zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung

   ausgestattet ist, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf, oder
2. eine Windenergieanlage am Verknüpfungspunkt mit dem Netz einzeln oder gemeinsam mit anderen Anlagen nicht die Anforderungen der Verordnung nach § 64 Abs. 1 Nr. 1 erfüllt.

§ 7
Ausführung und Nutzung des Anschlusses

(1) Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sind berechtigt, den Anschluss der Anlagen sowie die Einrichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen einschließlich der Messung von dem Netzbetreiber oder einer fachkundigen dritten Person vornehmen zu lassen.

(2) Die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen müssen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 des Energiewirtschafts-

* Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 20359 Hamburg.

gesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, ber. S. 3621), zuletzt geändert durch Artikel 7 Abs. 14 des Gesetzes vom 26. März 2007 (BGBl. I S. 358) entsprechen.

(3) Bei der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas gilt zugunsten der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers § 18 Abs. 2 der Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) entsprechend.

§ 8
Abnahme, Übertragung und Verteilung

(1) Netzbetreiber sind vorbehaltlich des § 11 verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen.

(2) Die Verpflichtungen nach Absatz 1 bestehen auch, wenn die Anlage an das Netz der Anlagenbetreiberin, des Anlagenbetreibers oder einer dritten Person, die nicht Netzbetreiber im Sinne von § 3 Nr. 8 ist, angeschlossen ist und der Strom mittels kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe durch dieses Netz in ein Netz nach § 3 Nr. 7 angeboten wird.

(3) Die Verpflichtungen nach Absatz 1 bestehen nicht, soweit Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber und Netzbetreiber unbeschadet des § 12 zur besseren Integration der Anlage in das Netz ausnahmsweise vertraglich vereinbaren, vom Abnahmevorrang abzuweichen.

(4) Die Verpflichtungen zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung treffen im Verhältnis zum aufnehmenden Netzbetreiber, der nicht Übertragungsnetzbetreiber ist,

1. den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber,
2. den nächstgelegenen inländischen Übertragungsnetzbetreiber, wenn im Netzbereich des abgabeberechtigten Netzbetreibers kein inländisches Übertragungsnetz betrieben wird, oder
3. insbesondere im Fall der Weitergabe nach Absatz 2 jeden sonstigen Netzbetreiber.

Abschnitt 2
Kapazitätserweiterung und Einspeisemanagement

§ 9
Erweiterung der Netzkapazität

(1) Netzbetreiber sind auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen.

(2) Die Pflicht erstreckt sich auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen.

(3) Der Netzbetreiber ist nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist.

(4) Die Verpflichtungen nach § 4 Abs. 6 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sowie nach § 12 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes bleiben unberührt.

§ 10
Schadenersatz

(1) Verletzt der Netzbetreiber seine Verpflichtungen aus § 9 Abs. 1, können Anlagenbetreiberinnen und -betreiber Ersatz des hierdurch entstandenen Schadens verlangen. Die Ersatzpflicht tritt nicht ein, wenn der Netzbetreiber die Pflichtverletzung nicht zu vertreten hat.

(2) Liegen Tatsachen vor, die die Annahme begründen, dass der Netzbetreiber seine Pflicht aus § 9 Abs. 1 nicht erfüllt hat, können Anlagenbetreiberinnen und -betreiber Auskunft von dem Netzbetreiber darüber verlangen, ob und inwieweit der Netzbetreiber der Verpflichtung zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes nachgekommen ist. Die Auskunft kann verweigert werden, wenn sie zur Feststellung, ob ein Anspruch nach Absatz 1 vorliegt, nicht erforderlich ist.

§ 11
Einspeisemanagement

(1) Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 Kilowatt zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln, soweit

1. andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom vollständig ausgelastet wäre,
2. sie sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, und
3. sie die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Die Regelung der Anlagen nach Satz 1 gilt nicht für Wasserkraftanlagen und darf nur während einer Übergangszeit bis zum Abschluss von Maßnahmen im Sinne des § 9 erfolgen.

(2) Die Rechte aus § 13 Abs. 1 und § 14 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 bestehen gegenüber Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas fort, soweit die Maßnahmen nach Absatz 1 nicht ausreichen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten.

(3) Netzbetreiber sind verpflichtet, auf Anfrage denjenigen Anlagenbetreiberinnen und -betreibern, deren Anlagen von Maßnahmen nach Absatz 1 betroffen waren, innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorzulegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahmen vollständig nachvollziehen zu können; zu diesem Zweck sind insbesondere die nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 3 erhobenen Daten vorzulegen.

§ 12
Härtefallregelung

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagenbetreiberinnen und -betreibern, die auf Grund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 Strom nicht einspeisen konnten, in einem vereinbarten Umfang zu entschädigen. Ist eine Vereinbarung nicht getroffen, sind die entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten.

(2) Der Netzbetreiber kann die Kosten nach Absatz 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

(3) Schadenersatzansprüche von Anlagenbetreiberinnen und -betreibern gegen den Netzbetreiber bleiben unberührt.

Abschnitt 3
Kosten

§ 13
Netzanschluss

(1) Die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an den Verknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 oder 2 sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Stroms trägt der Anlagenbetreiber.

(2) Weist der Netzbetreiber den Anlagen nach § 5 Abs. 3 einen anderen Verknüpfungspunkt zu, muss er die daraus resultierenden Mehrkosten tragen.

§ 14
Kapazitätserweiterung

Die Kosten der Optimierung, der Verstärkung und des Ausbaus des Netzes trägt der Netzbetreiber.

§ 15
Vertragliche Vereinbarung

Netzbetreiber können infolge der Vereinbarung nach § 8 Abs. 3 entstandene Kosten im nachgewiesenen Umfang bei der Ermittlung des Netzentgelts in Ansatz bringen.

Teil 3
Vergütung

Abschnitt 1
Allgemeine Vergütungsvorschriften

§ 16
Vergütungsanspruch

(1) Netzbetreiber müssen Anlagenbetreiberinnen und -betreibern Strom aus Anlagen, die ausschließlich Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, mindestens nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 vergüten.

(2) Die Verpflichtung nach Absatz 1 besteht auch dann, wenn der Strom zwischengespeichert worden ist.

(3) Die Verpflichtung nach den Absätzen 1 und 2 besteht nur, wenn die Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber ihren Verpflichtungen nach § 17 Abs. 1 und 3 nachkommen.

§ 17
Eigenvermarktung

(1) Anlagenbetreiberinnen und -betreiber, die den Vergütungsanspruch nach § 16 für eine Anlage geltend machen, sind verpflichtet, ab diesem Zeitpunkt den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom, für den dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch besteht und der nicht von ihnen selbst oder von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe zu der Anlage verbraucht wird, in das Netz einzuspeisen und dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen.

(2) Nachdem Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber den Vergütungsanspruch nach § 16 geltend gemacht haben, sind sie abweichend von Absatz 1 berechtigt, den in der Anlage erzeugten Strom kalenderhalbjährlich an Dritte zu veräußern, wenn sie dies dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendervierteljahres angezeigt haben. In diesem Fall entfällt der Vergütungsanspruch nach § 16 im gesamten Kalenderhalbjahr. Die Vergütungsdauer nach § 21 Abs. 2 bleibt unberührt.

(3) Anlagenbetreiberinnen und -betreiber, die die Wahlmöglichkeit des Absatzes 2 ausgeübt haben, können den Vergütungsanspruch nach § 16 im folgenden Kalenderhalbjahr wieder geltend machen, wenn sie dies dem verpflichteten Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendervierteljahres anzeigen.

§ 18
Vergütungsberechnung

(1) Die Höhe der Vergütung für Strom, der in Abhängigkeit von der Leistung der Anlage vergütet wird, bestimmt sich jeweils anteilig nach der Leistung der Anlage im Verhältnis zu dem jeweils anzuwendenden Schwellenwert.

(2) Als Leistung im Sinne von Absatz 1 gilt für die Zuordnung zu den Schwellenwerten der §§ 23 bis 28 abweichend von § 3 Nr. 6 der Quotient aus der Summe der im jeweiligen Kalenderjahr nach § 8 abgenommenen Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage.

(3) In den Vergütungen ist die Umsatzsteuer nicht enthalten.

§ 19
Vergütung für Strom aus mehreren Anlagen

(1) Mehrere Anlagen gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn

1. sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,
2. sie Strom aus gleichartigen Erneuerbaren Energien erzeugen,

3. der in ihnen erzeugte Strom nach den Regelungen dieses Gesetzes in Abhängigkeit von der Leistung der Anlage vergütet wird und
4. sie innerhalb von zwölf aufeinander folgenden Kalendermonaten in Betrieb gesetzt worden sind.

(2) Anlagenbetreiberinnen und -betreiber können Strom aus mehreren Generatoren, die gleichartige Erneuerbare Energien einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen. In diesem Fall ist für die Berechnung der Vergütungen vorbehaltlich des Absatzes 1 die Leistung jeder einzelnen Anlage maßgeblich.

(3) Wenn Strom aus mehreren Windenergieanlagen, für die sich unterschiedliche Vergütungshöhen errechnen, über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, erfolgt die Zuordnung der Strommengen zu den Windenergieanlagen im Verhältnis der jeweiligen Referenzerträge.

§ 20
Degression

(1) Die Vergütungen und Boni nach den §§ 23 bis 33 gelten unbeschadet des § 66 nur für Anlagen, die im Jahr 2009 in Betrieb genommen wurden. Für Anlagen, die in den folgenden Kalenderjahren in Betrieb genommen wurden, sinken sie jährlich degressiv nach Maßgabe der Absätze 2 und 3. Die sich im jeweiligen Kalenderjahr nach Satz 2 errechnenden Vergütungen und Boni gelten für die gesamte Vergütungsdauer nach § 21.

(2) Der Prozentsatz, um den die Vergütungen und Boni jährlich sinken, beträgt für Strom aus

1. Wasserkraft aus Anlagen mit einer Leistung über 5 Megawatt (§ 23 Abs. 3): 1,0 Prozent,
2. Deponiegas (§ 24): 1,5 Prozent,
3. Klärgas (§ 25): 1,5 Prozent,
4. Grubengas (§ 26): 1,5 Prozent,
5. Biomasse (§ 27): 1,0 Prozent,
6. Geothermie (§ 28): 1,0 Prozent,
7. Windenergie
   a) aus Offshore-Anlagen (§ 31) ab dem Jahr 2015: 5,0 Prozent und
   b) aus sonstigen Anlagen (§ 29): 1,0 Prozent sowie
8. solarer Strahlungsenergie (§§ 32 und 33)
   a) im Jahr 2010: 7,0 Prozent und
   b) ab dem Jahr 2011: 8,0 Prozent.

(3) Die jährlichen Vergütungen und Boni werden nach der Berechnung gemäß den Absätzen 1 und 2 auf zwei Stellen hinter dem Komma gerundet.

§ 21
Vergütungsbeginn und -dauer

(1) Die Vergütungen sind ab dem Zeitpunkt zu zahlen, ab dem der Generator erstmals Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt und in das Netz nach § 8 Abs. 1 oder Abs. 2 eingespeist hat oder der Strom erstmals nach § 33 Abs. 3 verbraucht worden ist.

(2) Die Vergütungen sind jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen. Beginn der Frist nach Satz 1 ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Generators, unabhängig davon, ob er mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb genommen wurde.

(3) Der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile führt nicht zu einem Neubeginn oder einer Verlängerung der Frist nach Absatz 2 Satz 1, soweit sich aus den nachfolgenden Vorschriften nichts anderes ergibt.

§ 22
Aufrechnung

(1) Die Aufrechnung von Vergütungsansprüchen der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers nach § 16 mit einer Forderung des Netzbetreibers ist nur zulässig, soweit die Forderung unbestritten oder rechtskräftig festgestellt ist.

(2) Das Aufrechnungsverbot des § 23 Abs. 3 der Niederspannungsanschlussverordnung gilt nicht, soweit mit Ansprüchen aus diesem Gesetz aufgerechnet wird.

Abschnitt 2
Besondere Vergütungsvorschriften

§ 23
Wasserkraft

(1) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 5 Megawatt erzeugt wird, beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Leistung von 500 Kilowatt 12,67 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Leistung von 2 Megawatt 8,65 Cent pro Kilowattstunde und
3. bis einschließlich einer Leistung von 5 Megawatt 7,65 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 5 Megawatt erzeugt wird, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen und nach dem 31. Dezember 2008 modernisiert worden sind, beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Leistung von 500 Kilowatt 10,67 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Leistung von 5 Megawatt 7,65 Cent pro Kilowattstunde.

Der Anspruch auf die Vergütung nach Satz 1 besteht für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des Jahres, in dem die Modernisierung abgeschlossen worden ist.

(3) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen mit einer Leistung über 5 Megawatt erzeugt wird, beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Leistung von 500 Kilowatt 6,79 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Leistung von 10 Megawatt 5,87 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer Leistung von 20 Megawatt 5,40 Cent pro Kilowattstunde,

4. bis einschließlich einer Leistung von 50 Megawatt 3,99 Cent pro Kilowattstunde und
5. ab einer Leistung von 50 Megawatt 3,10 Cent pro Kilowattstunde.

(4) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen mit einer Leistung über 5 Megawatt erzeugt wird, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen und nach dem 31. Dezember 2008 modernisiert worden sind und nach der Modernisierung eine höhere Leistung aufweisen, gelten Absatz 2 Satz 2 und Absatz 3 entsprechend für den Strom, der der Leistungserhöhung zuzurechnen ist. Wenn die Anlage vor dem 1. Januar 2009 eine Leistung bis einschließlich 5 Megawatt aufwies, besteht für den Strom, der diesem Leistungsanteil entspricht, weiterhin Anspruch auf Vergütung nach der bislang geltenden Regelung.

(5) Die Absätze 1 bis 4 gelten nur, wenn

1. der Strom unbeschadet des § 16 Abs. 2 nicht durch Speicherkraftwerke gewonnen worden ist und
2. nach der Errichtung oder Modernisierung der Anlage nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist.

Als Nachweis der Voraussetzungen des Satzes 1 Nr. 2 gilt

1. für Anlagen nach den Absätzen 1 und 3 die Vorlage der Zulassung der Wasserkraftnutzung und
2. für Anlagen nach den Absätzen 2 und 4 die Vorlage einer Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde oder einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters; machte die Modernisierung eine neue Zulassung der Wasserkraftnutzung erforderlich, gilt diese als Nachweis.

(6) Die Absätze 1 und 3 gelten nur, wenn die Anlage

1. im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Staustufe oder Wehranlage oder
2. ohne durchgehende Querverbauung

errichtet worden ist.

§ 24
Deponiegas

(1) Für Strom aus Deponiegas beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 500 Kilowatt 9,0 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 5 Megawatt 6,16 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Aus einem Gasnetz entnommenes Gas gilt als Deponiegas, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von Deponiegas entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeist worden ist.

(3) Die Vergütungen nach Absatz 1 erhöhen sich für Strom, der durch innovative Technologien nach Maßgabe der Anlage 1 erzeugt wird, um jeweils 2,0 Cent pro Kilowattstunde (Technologie-Bonus).

§ 25
Klärgas

(1) Für Strom aus Klärgas beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 500 Kilowatt 7,11 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 5 Megawatt 6,16 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Aus einem Gasnetz entnommenes Gas gilt als Klärgas, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von Klärgas entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeist worden ist.

(3) Die Vergütungen nach Absatz 1 erhöhen sich für Strom, der durch innovative Technologien nach Maßgabe der Anlage 1 erzeugt wird um jeweils 2,0 Cent pro Kilowattstunde (Technologie-Bonus).

§ 26
Grubengas

(1) Für Strom aus Grubengas beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 1 Megawatt 7,16 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 5 Megawatt 5,16 Cent pro Kilowattstunde und
3. ab einer Anlagenleistung von über 5 Megawatt 4,16 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die Pflicht zur Vergütung besteht nur, wenn das Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt.

(3) Die Vergütungen nach Absatz 1 erhöhen sich für Strom, der durch innovative Technologien nach Maßgabe der Anlage 1 erzeugt wird, um jeweils 2,0 Cent pro Kilowattstunde (Technologie-Bonus).

§ 27
Biomasse

(1) Für Strom aus Biomasse im Sinne der nach § 64 Abs. 1 Nr. 2 erlassenen Biomasseverordnung beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 150 Kilowatt 11,67 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 500 Kilowatt 9,18 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 5 Megawatt 8,25 Cent pro Kilowattstunde und
4. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 20 Megawatt 7,79 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Aus einem Gasnetz entnommenes Gas gilt als Biomasse, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von Gas aus Biomasse entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeist worden ist.

(3) Der Anspruch auf Vergütung besteht für Strom

1. aus Anlagen mit einer Leistung über 5 Megawatt nur, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 3 zu diesem Gesetz erzeugt wird und
2. aus Anlagen, die neben Biomasse im Sinne der nach § 64 Abs. 1 Nr. 2 erlassenen Biomasseverordnung auch sonstige Biomasse einsetzen, nur, wenn die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber durch ein Einsatzstofftagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit, Herkunft sowie den unteren Heizwert pro Einheit der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, welche Biomasse eingesetzt wird.

(4) Die Vergütungen erhöhen sich für Strom nach Absatz 1,

1. der durch innovative Technologien nach Maßgabe der Anlage 1 erzeugt wird, um jeweils 2,0 Cent pro Kilowattstunde (Technologie-Bonus),
2. der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz erzeugt wird (Bonus für nachwachsende Rohstoffe) und
3. der in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 3 zu diesem Gesetz erzeugt wird, um jeweils 3,0 Cent pro Kilowattstunde (KWK-Bonus).

§ 28
Geothermie

(1) Für Strom aus Geothermie beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 10 Megawatt 16,0 Cent pro Kilowattstunde und
2. ab einer Anlagenleistung von 10 Megawatt 10,5 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die Vergütungen erhöhen sich für Strom nach Absatz 1 Nr. 1, der in Kombination mit einer Wärmenutzung nach Anlage 4 erzeugt wird, um jeweils 2,0 Cent pro Kilowattstunde (Wärmenutzungs-Bonus).

(3) Die Vergütungen erhöhen sich für Strom nach Absatz 1 Nr. 1, der auch durch Nutzung petrothermaler Techniken erzeugt wird, um jeweils 2,0 Cent pro Kilowattstunde.

§ 29
Windenergie

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen beträgt die Vergütung 5,02 Cent pro Kilowattstunde (Grundvergütung).

(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt die Vergütung in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 7,95 Cent pro Kilowattstunde (Anfangsvergütung). Diese Frist verlängert sich um zwei Monate je 0,75 Prozent des Referenzertrages, um den der Ertrag der Anlage 150 Prozent des Referenzertrages unterschreitet. Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage nach Maßgabe der Anlage 5 zu diesem Gesetz. Die Anfangsvergütung erhöht sich für Strom aus Windenergieanlagen, die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen worden sind, um 0,7 Cent pro Kilowattstunde (Systemdienstleistungs-Bonus), wenn sie ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme die Anforderungen der Verordnung nach § 64 Abs. 1 Nr. 1 erfüllen.

(3) Abweichend von § 16 Abs. 1 und 2 ist der Netzbetreiber nicht verpflichtet, Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung über 50 Kilowatt zu vergüten, für die die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber nicht vor Inbetriebnahme nachgewiesen hat, dass sie an dem geplanten Standort mindestens 60 Prozent des Referenzertrages erzielen können. Dies gilt nicht für Anlagen, die an demselben Standort Anlagen ersetzen, für die bereits ein entsprechender Nachweis geführt worden ist.

(4) Der Nachweis nach Absatz 3 Satz 1 ist durch Vorlage eines gemäß den Bestimmungen der Anlage 5 zu diesem Gesetz erstellten Sachverständigengutachtens zu führen, das im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber in Auftrag gegeben worden ist. Erteilt der Netzbetreiber sein Einvernehmen nicht innerhalb von vier Wochen nach Aufforderung der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers, bestimmt die Clearingstelle nach § 57 die Sachverständige oder den Sachverständigen nach Anhörung der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW). Die Kosten des Gutachtens tragen Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sowie Netzbetreiber jeweils zur Hälfte.

§ 30
Windenergie Repowering

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen, die im selben oder in einem angrenzenden Landkreis eine oder mehrere bestehende Anlagen endgültig ersetzen (Repowering-Anlagen),

1. die mindestens zehn Jahre nach den ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden sind und
2. deren Leistung mindestens das Zweifache und maximal das Fünffache der ersetzten Anlagen beträgt,

erhöht sich die Anfangsvergütung so lange auf den jeweiligen Wert der Anfangsvergütungen der ersetzten Anlagen, wie die ersetzten Anlagen diese Vergütungen noch erhalten hätten. Nach Ablauf dieses Zeitraums richten sich Höhe und Dauer der Vergütung nach § 29 Abs. 2. Für die danach zu zahlende Grundvergütung gelten die Sätze 1 und 2 entsprechend. § 21 Abs. 2 bleibt unberührt.

(2) Werden mehrere Anlagen mit unterschiedlichen Inbetriebnahmejahren oder unterschiedlichen Referenzerträgen ersetzt, bestimmen sich Dauer und Höhe der zu übertragenden Anfangsvergütung nach dem arithmetischen Mittel der Werte, die für die jeweils ersetzten Anlagen errechnet werden.

§ 31
Windenergie Offshore

(1) Für Strom aus Offshore-Anlagen beträgt die Vergütung 3,5 Cent pro Kilowattstunde (Grundvergütung).

(2) In den ersten zwölf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage beträgt die Vergütung 12 Cent pro Kilowattstunde (Anfangsvergütung). Für Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen worden sind, erhöht sich die Anfangsvergütung nach Satz 1 um 2,0 Cent pro Kilowattstunde. Der Zeitraum der Anfangsvergütung nach den Sätzen 1 und 2 verlängert sich für Strom aus Anlagen, die in einer Entfernung von mindestens zwölf Seemeilen und in

einer Wassertiefe von mindestens 20 Metern errichtet worden sind, für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile Entfernung um 0,5 Monate und für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate.

(3) Die Absätze 1 und 2 gelten nicht für Strom aus Offshore-Anlagen, deren Errichtung nach dem 31. Dezember 2004 in einem Gebiet der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone oder des Küstenmeeres genehmigt worden ist, das nach § 38 in Verbindung mit § 33 Abs. 2 des Bundesnaturschutzgesetzes oder nach Landesrecht zu einem geschützten Teil von Natur und Landschaft erklärt worden ist. Satz 1 gilt bis zur Unterschutzstellung auch für solche Gebiete, die das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit der Kommission der Europäischen Gemeinschaften als Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung oder als Europäische Vogelschutzgebiete benannt hat.

§ 32
Solare Strahlungsenergie

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt die Vergütung 32,0 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Sofern die Anlage nicht an oder auf einer baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist, besteht die Vergütungspflicht des Netzbetreibers nur, wenn die Anlage vor dem 1. Januar 2015

1. im Geltungsbereich eines Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuches oder
2. auf einer Fläche, für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuches durchgeführt worden ist, errichtet worden ist.

(3) Für Strom aus einer Anlage nach Absatz 2, die im Geltungsbereich eines Bebauungsplans errichtet wurde, der zumindest auch zu diesem Zweck nach dem 1. September 2003 aufgestellt oder geändert worden ist, besteht die Vergütungspflicht des Netzbetreibers nur, wenn sie sich

1. auf Flächen befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren,
2. auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher oder militärischer Nutzung befindet oder
3. auf Grünflächen befindet, die zur Errichtung dieser Anlage im Bebauungsplan ausgewiesen sind und zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans in den drei vorangegangenen Jahren als Ackerland genutzt wurden.

§ 33
Solare Strahlungsenergie an oder auf Gebäuden

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Leistung von 30 Kilowatt 42,48 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Leistung von 100 Kilowatt 40,36 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer Leistung von 1 Megawatt 39,9 Cent pro Kilowattstunde und
4. ab einer Leistung von über 1 Megawatt 34,48 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die Vergütungen nach Absatz 1 erhöhen sich um jeweils weitere 5,0 Cent pro Kilowattstunde, wenn die Anlage nicht auf dem Dach oder als Dach des Gebäudes angebracht ist und wenn sie einen wesentlichen Bestandteil des Gebäudes bildet.

(3) Die Vergütungen verringern sich für Strom aus Anlagen bis einschließlich einer installierten Leistung von 30 Kilowatt

a) nach Absatz 1 Nr. 1 auf 24,48 Cent pro Kilowattstunde und
b) nach Absatz 2 auf 29,48 Cent pro Kilowattstunde,

wenn die Anlagenbetreiberin, der Anlagentreiber oder Dritte den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbraucht und dies nachweist.

(4) Gebäude sind selbständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen, die von Menschen betreten werden können und vorrangig dazu bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen.

Teil 4
Ausgleichsmechanismus

Abschnitt 1
Bundesweiter Ausgleich

§ 34
Weitergabe an den Übertragungsnetzbetreiber

Netzbetreiber sind verpflichtet, den nach § 16 vergüteten Strom unverzüglich an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weiterzugeben, solange die Verordnung nach § 64 Nr. 6a hierfür keine andere Stelle benannt hat.

§ 35
Vergütung durch den Übertragungsnetzbetreiber

(1) Der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber ist zur Vergütung der von dem Netzbetreiber nach § 16 vergüteten Strommenge entsprechend den §§ 18 bis 33 verpflichtet, solange die Verordnung nach § 64 Nr. 6a hierfür keine andere Stelle benannt hat.

(2) Von den Vergütungen sind die nach § 18 Abs. 2 und 3 der Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529) in der jeweils geltenden Fassung ermittelten vermiedenen Netzentgelte abzuziehen. § 8 Abs. 4 Nr. 2 gilt entsprechend.

§ 36
Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang und den zeitlichen Verlauf der nach § 16 vergüteten Strommengen sowie die Vergütungszahlungen zu erfassen, die Strommengen unverzüglich untereinander vorläufig auszugleichen sowie die Strommengen und die Vergütungszahlungen nach Maßgabe von Absatz 2 abzurechnen.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln bis zum 31. Juli eines jeden Jahres die Strommenge, die sie im vorangegangenen Kalenderjahr nach § 8 oder § 34 abgenommen und nach § 16 oder § 35 vergütet sowie nach Absatz 1 vorläufig ausgeglichen haben, und den Anteil dieser Menge an der gesamten Strommenge, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Bereich des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers im vorangegangenen Kalenderjahr an Letztverbraucher geliefert haben.

(3) Übertragungsnetzbetreiber, die größere Mengen abzunehmen hatten, als es diesem durchschnittlichen Anteil entspricht, haben gegen die anderen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Abnahme und Vergütung nach den §§ 16 bis 33, bis auch diese Netzbetreiber eine Strommenge abnehmen, die dem Durchschnittswert entspricht.

(4) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den Strom an die ihnen nachgelagerten Elektrizitätsversorgungsunternehmen durchzuleiten.

§ 37
Weitergabe an die Lieferanten

(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, sind verpflichtet, den von dem für sie regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber nach § 35 abgenommenen und vergüteten Strom anteilig gemäß einem rechtzeitig bekannt gegebenen, der tatsächlichen Stromabnahme nach § 8 in Verbindung mit § 16 angenäherten Profil abzunehmen und zu vergüten. Dies gilt nicht für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die, bezogen auf die gesamte von ihnen gelieferte Strommenge, mindestens 50 Prozent Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 liefern.

(2) Der nach Absatz 1 abzunehmende Anteil wird bezogen auf die von dem jeweiligen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gelieferte Strommenge und ist so zu bestimmen, dass jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen relativ gleichen Anteil erhält. Der Anteil bemisst sich nach dem Verhältnis des nach § 16 insgesamt vergüteten Stroms zu dem insgesamt an Letztverbraucher gelieferten Strom.

(3) Die Vergütung im Sinne von Absatz 1 errechnet sich aus dem voraussichtlichen Durchschnitt der nach § 16 von der Gesamtheit der Netzbetreiber pro Kilowattstunde in dem vorletzten Quartal gezahlten Vergütungen abzüglich der nach § 35 Abs. 2 vermiedenen Netzentgelte.

(4) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, Ansprüche gegen Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach Absatz 1, die infolge des Ausgleichs nach § 36 entstehen, bis zum 31. August des auf die Einspeisung folgenden Jahres geltend zu machen. Der tatsächliche Ausgleich der Strommenge und Vergütungszahlungen erfolgt im Folgejahr bis zum 30. September in monatlichen Raten.

(5) Der nach Absatz 1 abgenommene Strom darf nicht unter der nach Absatz 3 gezahlten Vergütung verkauft werden, soweit er als Strom aus Erneuerbaren Energien oder als diesem vergleichbarer Strom vermarktet wird.

(6) Letztverbraucher, die Strom nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen beziehen, sondern von einer dritten Person, stehen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich.

§ 38
Nachträgliche Korrekturen

Ergeben sich durch eine rechtskräftige Gerichtsentscheidung im Hauptsacheverfahren oder einen anderen vollstreckbaren Titel, der erst nach der Abrechnung nach § 36 Abs. 1 oder § 37 Abs. 4 ergangen ist, Änderungen der abzurechnenden Strommenge oder Vergütungszahlungen, sind diese Änderungen bei der jeweils nächsten Abrechnung zu berücksichtigen.

§ 39
Abschlagszahlungen

Auf die zu erwartenden Ausgleichsvergütungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

Abschnitt 2
Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen

§ 40
Grundsatz

(1) Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle begrenzt auf Antrag für eine Abnahmestelle den Anteil der Strommenge nach § 37, der von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher, die stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen sind, weitergegeben wird. Die Begrenzung erfolgt, um die Stromkosten dieser Unternehmen zu senken und so ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten, soweit hierdurch die Ziele des Gesetzes nicht gefährdet werden und die Begrenzung mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar ist.

(2) Zur Begrenzung der anteilig weitergereichten Strommenge wird mit Wirkung für die Abnahmestelle ein bestimmter Prozentsatz festgesetzt. Der Prozentsatz ist für alle Antragsteller einheitlich so zu bestimmen, dass das Produkt aus dem Prozentsatz und der Differenz zwischen der für das Folgejahr zu erwartenden Vergütung nach § 37 Abs. 3 und den für das Folgejahr zu erwartenden durchschnittlichen Strombezugskosten 0,05 Cent je Kilowattstunde beträgt. Als durchschnittlich zu erwartende Stromkosten gelten insbesondere die durchschnittlichen Strombezugskosten auf dem Terminmarkt.

§ 41
Unternehmen des produzierenden Gewerbes

(1) Bei einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes erfolgt die Begrenzung nur, soweit es nachweist, dass und inwieweit im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr

1. der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 37 Abs. 1 bezogene und selbst verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle 10 Gigawattstunden überstiegen hat,

2. das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens nach der Definition des Statistischen

Bundesamtes, Fachserie 4, Reihe 4.3 vom Juni 2003* 15 Prozent überschritten hat und

3. die Strommenge nach § 37 anteilig an das Unternehmen weitergereicht und von diesem selbst verbraucht worden ist.

(2) Die Voraussetzungen nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 bis 3 sind durch die Stromlieferungsverträge und die Stromrechnungen für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr sowie der Bescheinigung einer Wirtschaftsprüferin, eines Wirtschaftsprüfers, einer vereidigten Buchprüferin oder eines vereidigten Buchprüfers auf Grundlage des Jahresabschlusses für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr nachzuweisen.

(3) Für Unternehmen, deren Strombezug im Sinne von Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 unter 100 Gigawattstunden oder deren Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung unter 20 Prozent lag, erfolgt die Begrenzung nach § 40 nur hinsichtlich des gesamten über 10 Prozent des im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr an der betreffenden Abnahmestelle bezogenen und selbst verbrauchten Stroms hinaus; der Nachweis ist in entsprechender Anwendung des Absatzes 2 zu führen. Wird das Unternehmen im Begünstigungszeitraum von mehreren Elektrizitätsversorgungsunternehmen beliefert, gilt die Begrenzung nach § 40 Abs. 2 für jedes dieser Elektrizitätsversorgungsunternehmen anteilig gemäß dem Umfang, in dem sie diesen Letztverbraucher an dieser Abnahmestelle beliefern; das Unternehmen hat den Elektrizitätsversorgungsunternehmen die für die Anteilsberechnung erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen.

(4) Abnahmestelle sind alle räumlich zusammenhängenden elektrischen Einrichtungen des Unternehmens auf einem Betriebsgelände, das über einen oder mehrere Entnahmepunkte mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden ist.

(5) Die Absätze 1 bis 4 gelten für selbständige Teile des Unternehmens entsprechend.

§ 42
Schienenbahnen

Für Schienenbahnen gilt § 41 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 3 sowie Abs. 2 und 3 entsprechend mit folgender Maßgabe:

1. Es sind nur diejenigen Strommengen zu berücksichtigen, die unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr verbraucht werden.
2. Schienenbahnen gelten als Unternehmen, deren Verbrauch unter 100 Gigawattstunden lag.
3. Abnahmestelle ist die Summe der Verbrauchsstellen für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr des Unternehmens.

§ 43
Antragsfrist und Entscheidungswirkung

(1) Der Antrag nach § 40 Abs. 1 in Verbindung mit § 41 oder § 42 einschließlich der vollständigen Antragsunterlagen ist jeweils zum 30. Juni des laufenden Jahres zu stellen (Ausschlussfrist). Die Entscheidung ergeht mit Wirkung gegenüber der antragstellenden Person, dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen und dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Sie wird zum 1. Januar des Folgejahres mit einer Geltungsdauer von einem Jahr wirksam. Die durch eine vorangegangene Entscheidung hervorgerufenen Wirkungen bleiben bei der Berechnung des Verhältnisses der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung nach § 41 Abs. 1 Nr. 2 und Abs. 3 außer Betracht.

(2) Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnunternehmen, die im laufenden Kalenderjahr oder nach dem 30. Juni des Vorjahres neu gegründet wurden, können den Antrag abweichend von Absatz 1 Satz 1 bis zum 30. September des laufenden Jahres stellen. Neu gegründete Unternehmen sind nur solche, die nicht durch Umwandlung entstanden sind. Als Zeitpunkt der Neugründung gilt der Zeitpunkt, an dem erstmalig Strom zu Produktions- oder Fahrbetriebszwecken abgenommen wird.

(3) Der Anspruch des an der betreffenden Abnahmestelle regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers aus § 37 gegenüber den betreffenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen wird entsprechend der Entscheidung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle begrenzt; die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Begrenzungen im Rahmen von § 36 zu berücksichtigen.

§ 44
Auskunftspflicht

Die Begünstigten der Entscheidung nach § 40 haben dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und seinen Beauftragten auf Verlangen Auskunft über alle Tatsachen zu geben, die für die Beurteilung erforderlich sind, ob die Ziele des § 40 Abs. 1 Satz 2 erreicht werden. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse werden gewahrt.

Teil 5
Transparenz

Abschnitt 1
Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

§ 45
Grundsatz

Anlagenbetreiberinnen, Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, einander die für den bundesweiten Ausgleich nach den §§ 34 bis 39 jeweils erforderlichen Daten, insbesondere die in den §§ 46 bis 50 genannten, unverzüglich zur Verfügung zu stellen. § 38 gilt entsprechend.

§ 46
Anlagenbetreiberinnen und -betreiber

Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sind verpflichtet, dem Netzbetreiber

1. den Standort und die Leistung der Anlage sowie die Strommenge nach § 33 Abs. 3 mitzuteilen,
2. bei Biomasseanlagen nach § 27 Abs. 1 die Einsatzstoffe nach § 27 Abs. 3 Nr. 2 und Abs. 4 Nr. 2 sowie die Angaben zu den eingesetzten Technologien nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 und 3 mitzuteilen und

* Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Statistischen Bundesamt, 65180 Wiesbaden.

3. bis zum 28. Februar eines Jahres die für die Endabrechnung des Vorjahres erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen.

§ 47
Netzbetreiber

(1) Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, sind verpflichtet,

1. die von den Anlagenbetreiberinnen und -betreibern erhaltenen Angaben nach § 46, die tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen sowie die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, zusammengefasst mitzuteilen und
2. bis zum 31. Mai eines Jahres mittels Formularvorlagen, die der Übertragungsnetzbetreiber auf seiner Internetseite zur Verfügung stellt, in elektronischer Form die Endabrechnung für das Vorjahr sowohl für jede einzelne Anlage als auch zusammengefasst vorzulegen; § 19 Abs. 2 und 3 gilt entsprechend.

(2) Für die Ermittlung der auszugleichenden Energiemengen und Vergütungszahlungen nach Absatz 1 sind insbesondere erforderlich

1. die Angabe der Spannungsebene, an die die Anlage angeschlossen ist,
2. die Höhe der vermiedenen Netzentgelte nach § 35 Abs. 2,
3. die Angabe, inwieweit der Netzbetreiber die Energiemengen von einem nachgelagerten Netz abgenommen hat, und
4. die Angabe, inwieweit der Netzbetreiber die Energiemengen nach Nummer 3 an Letztverbraucherinnen, Letztverbraucher, Netzbetreiber oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen abgegeben oder sie selbst verbraucht hat.

§ 48
Übertragungsnetzbetreiber

(1) Für Übertragungsnetzbetreiber gilt § 47 entsprechend mit der Maßgabe, dass die Angaben und die Endabrechnung nach § 47 Abs. 1 für Anlagen, die unmittelbar oder mittelbar nach § 8 Abs. 2 an ihr Netz angeschlossen sind, auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen sind.

(2) Übertragungsnetzbetreiber sind darüber hinaus verpflichtet,

1. den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, für die sie regelverantwortlich sind, unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, die auf der Grundlage der tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen abzunehmenden und nach § 37 Abs. 3 zu vergütenden Energiemengen mitzuteilen, und
2. den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, für die sie regelverantwortlich sind, bis zum 31. Juli eines Jahres die Endabrechnung für das Vorjahr vorzulegen. § 47 Abs. 2 gilt entsprechend.

§ 49
Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich die an Letztverbraucherinnen oder Letztverbraucher gelieferte Energiemenge elektronisch mitzuteilen und bis zum 31. Mai die Endabrechnung für das Vorjahr vorzulegen.

§ 50
Testierung

Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen können verlangen, dass die Endabrechnungen nach § 47 Abs. 1 Nr. 2, §§ 48 und 49 bei Vorlage durch eine Wirtschaftsprüferin, einen Wirtschaftsprüfer, eine vereidigte Buchprüferin oder einen vereidigten Buchprüfer bescheinigt werden.

§ 51
Information der Bundesnetzagentur

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, die Angaben, die sie nach § 46 von den Anlagenbetreiberinnen oder -betreibern erhalten, die Angaben nach § 47 Abs. 2 Nr. 1 und die Endabrechnungen nach § 47 Abs. 1 Nr. 2 sowie § 48 Abs. 2 Nr. 2 einschließlich der zu ihrer Überprüfung erforderlichen Daten zum Ablauf der jeweiligen Fristen der Bundesnetzagentur in elektronischer Form vorzulegen; für Elektrizitätsversorgungsunternehmen gilt dies hinsichtlich der Angaben nach § 49 und, soweit sie Differenzkosten nach Maßgabe des § 54 Abs. 1 abrechnen, den jeweils in Ansatz zu bringenden Strombezugskosten pro Kilowattstunde entsprechend.

(2) Anlagenbetreiberinnen und -betreiber, die für Strom aus Erneuerbaren Energien keine Vergütung nach den Vorschriften dieses Gesetzes beanspruchen, sondern ihn an Dritte veräußern, sind verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 31. Mai die Menge dieses Stroms in elektronischer Form mitzuteilen.

(3) Soweit die Bundesnetzagentur Formularvorlagen bereitstellt, sind Netzbetreiber, Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Anlagenbetreiberinnen und -betreiber verpflichtet, die Daten in dieser Form zu übermitteln. Die Daten nach den Absätzen 1 und 2 mit Ausnahme der Strombezugskosten werden dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie von der Bundesnetzagentur für statistische Zwecke sowie die Evaluation des Gesetzes und die Berichterstattung nach § 65 zur Verfügung gestellt.

§ 52
Information der Öffentlichkeit

(1) Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, auf ihren Internetseiten

1. die Angaben nach den §§ 45 bis 49 unverzüglich nach ihrer Übermittlung und
2. einen Bericht über die Ermittlung der von ihnen nach den §§ 45 bis 49 mitgeteilten

Daten unverzüglich nach dem 30. September eines Jahres zu veröffentlichen und bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten; § 48 Abs. 1 bleibt unberührt.

(2) Die Angaben und der Bericht müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlungen vollständig nachvollziehen zu können.

Abschnitt 2
Differenzkosten

§ 53
Anzeige

(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, sind berechtigt, die Differenz zwischen den nach § 37 Abs. 3 im jeweils betrachteten Abrechungszeitraum zu erwartenden Vergütungen und den Strombezugskosten pro Kilowattstunde (Differenzkosten) gegenüber Dritten anzuzeigen.

(2) Bei der Anzeige von Differenzkosten ist deutlich sichtbar und in gut lesbarer Schrift anzugeben, wie viele Kilowattstunden Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas für die Berechnung der Differenzkosten zugrunde gelegt wurden. Die Berechnung der Differenzkosten ist so zu begründen, dass sie ohne weitere Informationen nachvollziehbar ist.

(3) Kosten, die bei den Netznutzungsentgelten in Ansatz gebracht werden können, dürfen nicht gesondert angezeigt werden.

§ 54
Abrechnung

(1) Alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Differenzkosten anzeigen, müssen diese für das Vorjahr gegenüber Letztverbrauchern spätestens bis zum 30. November des folgenden Jahres abrechnen und dabei ihre tatsächlichen Strombezugskosten zu Grunde legen. § 53 Abs. 2 gilt entsprechend.

(2) Abweichend von Absatz 1 Satz 1 kann für die Abrechnung auch die Differenz zwischen den nach § 37 Abs. 3 gezahlten Vergütungen und dem durchschnittlichen, ungewichteten Preis für Jahresfutures des für die Abrechnung jeweils maßgeblichen Kalenderjahres an der Strombörse European Energy Exchange AG in Leipzig* zugrunde gelegt werden. Maßgeblich ist dabei jeweils der Handelszeitraum zwischen dem 1. Oktober des dem betrachteten Jahr vorangegangenem Vorvorjahres und dem 30. September des Vorjahres.

(3) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die ihren Kundinnen oder Kunden zu erwartende Differenzkosten angezeigt haben, sind verpflichtet, zu viel berechnete tatsächliche Differenzkosten zu erstatten. Die Beweislast für die Richtigkeit der Abrechnung trägt das Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Abschnitt 3
Herkunftsnachweis und Doppelvermarktungsverbot

§ 55
Herkunftsnachweis

(1) Anlagenbetreiberinnen und -betreiber können sich für Strom aus Erneuerbaren Energien von einer Umweltgutachterin oder einem Umweltgutachter einen Herkunftsnachweis ausstellen lassen.

(2) Der Herkunftsnachweis muss Angaben enthalten über

1. die zur Stromerzeugung eingesetzten Energien nach Art und wesentlichen Bestandteilen einschließlich der Angabe, inwieweit es sich um Strom aus Erneuerbaren Energien handelt im Sinne der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. EG Nr. L 283 S. 33), zuletzt geändert durch die Richtlinie 2006/108/EG des Rates vom 20. November 2006 (ABl. EG Nr. L 363 S. 414),
2. bei Einsatz von Biomasse, die Tatsache, inwieweit es sich ausschließlich um Biomasse im Sinne der Rechtsverordnung nach § 64 Abs. 1 Nr. 2 handelt,
3. Name und Anschrift der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers,
4. die in der Anlage erzeugte Strommenge, den Zeitraum, in dem der Strom erzeugt wurde, und inwieweit der Strom nach den §§ 16 bis 33 vergütet worden ist sowie
5. den Standort, die Leistung und den Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage.

(3) Der Herkunftsnachweis darf nur unter vollständiger Angabe der nach Absatz 2 erforderlichen Angaben verwendet werden.

(4) Herkunftsnachweise über Strom aus Erneuerbaren Energien aus Anlagen in anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaft, die gemäß Artikel 5 Abs. 2 der Richtlinie 2001/77/EG ausgestellt worden sind, gelten als Nachweis der in Artikel 5 Abs. 3 der Richtlinie genannten Punkte.

§ 56
Doppelvermarktungsverbot

(1) Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie in ein Gasnetz eingespeistes Deponie- oder Klärgas sowie Gas aus Biomasse dürfen nicht mehrfach verkauft, anderweitig überlassen werden oder entgegen § 34 oder § 36 Abs. 4 an eine dritte Person veräußert werden.

(2) Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber, die eine gesetzliche Vergütung für Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas in Anspruch nehmen, dürfen Nachweise für diesen Strom nicht weitergeben. Gibt eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber einen Nachweis für Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas weiter, darf für diesen Strom keine gesetzliche Vergütung in Anspruch genommen werden.

(3) Solange im Rahmen einer gemeinsamen Projektumsetzung nach dem Projekt-Mechanismen-Gesetz vom 22. September 2005 (BGBl. I S. 2826), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 7. August 2007 (BGBl. I S. 1788) für die Emissionsminderungen der Anlage Emissionsreduktionseinheiten erzeugt werden können, darf der Strom aus der betreffenden Anlage nicht nach den §§ 16 bis 33 vergütet werden.

* Amtlicher Hinweis: Im Internet abrufbar unter www.eex.com.

Teil 6
Rechtsschutz und behördliches Verfahren

§ 57
Clearingstelle

Zur Klärung von Streitigkeiten und Anwendungsfragen dieses Gesetzes kann das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit eine Clearingstelle errichten.

§ 58
Verbraucherschutz

Die §§ 8 bis 14 des Gesetzes gegen den unlauteren Wettbewerb gelten für Verstöße gegen die §§ 16 bis 33 entsprechend.

§ 59
Einstweiliger Rechtsschutz

(1) Auf Antrag der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers kann das für die Hauptsache zuständige Gericht bereits vor Errichtung der Anlage unter Berücksichtigung der Umstände des Einzelfalles durch einstweilige Verfügung regeln, dass die Schuldnerin oder der Schuldner der in den §§ 5, 8, 9 und 16 bezeichneten Ansprüche Auskunft zu erteilen, die Anlage vorläufig anzuschließen, sein Netz unverzüglich zu optimieren, zu verstärken oder auszubauen, den Strom abzunehmen und hierfür einen als billig und gerecht zu erachtenden Betrag als Abschlagszahlung zu leisten hat.

(2) Die einstweilige Verfügung kann erlassen werden, auch wenn die in den §§ 935, 940 der Zivilprozessordnung bezeichneten Voraussetzungen nicht vorliegen.

§ 60
Nutzung von Seewasserstraßen

Solange Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber den Vergütungsanspruch nach § 16 geltend machen, können sie die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone oder das Küstenmeer unentgeltlich für den Betrieb der Anlagen nutzen.

§ 61
Aufgaben der Bundesnetzagentur

(1) Die Bundesnetzagentur hat die Aufgabe zu überwachen, dass

1. den Elektrizitätsversorgungsunternehmen nur die nach § 35 gezahlten Vergütungen abzüglich der vermiedenen Netzentgelte berechnet werden,
2. die Daten nach § 51 vorgelegt sowie nach § 52 veröffentlicht werden und
3. Dritten Differenzkosten nur nach Maßgabe der §§ 53 und 54 angezeigt werden.

Sie unterstützt das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit bei der Evaluierung dieses Gesetzes und der Erstellung des Erfahrungsberichts.

(2) Für die Wahrnehmung der Aufgaben nach Absatz 1 gelten die Vorschriften des achten Teils des Energiewirtschaftsgesetzes mit Ausnahme von § 69 Abs. 1 Satz 2, Abs. 10, der §§ 91, 92 und 95 bis 101 sowie des sechsten Abschnitts entsprechend.

(3) Die Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach Absatz 2 werden von den Beschlusskammern getroffen; § 59 Abs. 1 Satz 2 und 3, Abs. 2 und 3 sowie § 60 des Energiewirtschaftsgesetzes gelten entsprechend.

(4) Die Bundesnetzagentur erhebt Kosten (Gebühren und Auslagen) für Amtshandlungen nach den Absätzen 2 und 3 in Verbindung mit § 65 des Energiewirtschaftsgesetzes. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates die Gebührensätze zu regeln.

§ 62
Bußgeldvorschriften

(1) Ordnungswidrig handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig

1. entgegen § 56 Abs. 1 Strom oder Gas mehrfach verkauft, anderweitig überlässt oder entgegen § 34 oder § 36 Abs. 4 an dritte Person veräußert oder
2. einer vollziehbaren Anordnung nach § 64 Abs. 2 in Verbindung mit § 65 Abs. 1 oder 2 oder § 69 Abs. 7 Satz 1 oder Abs. 8 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes zuwiderhandelt.

(2) Die Ordnungswidrigkeit kann mit einer Geldbuße bis zu hunderttausend Euro geahndet werden.

(3) Verwaltungsbehörde im Sinne des § 36 Abs. 1 Nr. 1 des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten ist die Bundesnetzagentur.

§ 63
Fachaufsicht

Soweit Bundesbehörden Aufgaben nach diesem Gesetz wahrnehmen, unterliegen sie der Fachaufsicht des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Dies gilt nicht für die Fachaufsicht über die Bundesnetzagentur.

Teil 7
Verordnungsermächtigung, Erfahrungsbericht, Übergangsbestimmungen

§ 64
Verordnungsermächtigung

(1) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln:

1. Anforderungen nach § 6 Nr. 2 an Windenergieanlagen zur Verbesserung der Netzintegration und zur Befeuerung sowie den Betrag, um den sich die Anfangsvergütung für Strom aus Windenergieanlagen nach § 29 Abs. 2 Satz 1 erhöht, die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen worden sind, wenn sie ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme diese Anforderungen erfüllen (Systemdienstleistungs-Bonus);
2. im Anwendungsbereich des § 27, welche Stoffe als Biomasse gelten, welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung angewandt werden dürfen und welche Umweltanforderungen dabei einzuhalten sind;

3. ergänzend zu Anlage 1 Verfahren oder Techniken, für die Anspruch auf den Technologie-Bonus besteht oder nicht mehr besteht, um sicherzustellen, dass nur innovative Technologien auf dem neuesten Stand der Technik den Bonus erhalten einschließlich der technischen und rechtlichen Bedingungen für die Nutzung des Gasnetzes und der Anerkennung von Gas, das aus dem Gasnetz entnommen worden ist, als Deponie-, Klär- und Biogas;
4. ergänzend zu den Anlagen 3 und 4 zugelassene oder nicht zugelassene Wärmenutzungen;
5. ergänzend zu der Definition in Anlage 5 Vorschriften zur Ermittlung und Anwendung des Referenzertrages;
6. zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichs mit dem Ziel einer stärkeren Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas
   a) die Veräußerung des Stroms ganz oder teilweise durch die Übertragungsnetzbetreiber, die Anlagenbetreiberin, den Anlagenbetreiber oder geeignete Dritte, auch in Kombination mit einem festen Anteil, der von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Profil abzunehmen ist, sowie die hierfür erforderlichen Modalitäten, insbesondere die organisatorische und zeitliche Abwicklung des Ausgleichs und
   b) die Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt, das Recht, für die Eigenvermarktung des Stroms einen finanziellen Anreiz in Anspruch zu nehmen, sowie die Art und Höhe der Anreizes und die Anspruchsvoraussetzungen einschließlich der in diesem Fall zu beachtenden Fristen;
7. ergänzend zu den §§ 45 bis 52 Anforderungen an die Art und Aufbereitung der zu liefernden Daten, soweit dies erforderlich ist, um den bundesweiten Ausgleich nachvollziehbar zu machen;
8. technische Anforderungen an Anlagen, um die technische Sicherheit und die Systemstabilität zu gewährleisten.

(2) Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln,

1. dass der Anspruch auf Vergütung von Strom aus Biomasse nur besteht, wenn nachweislich
   a) beim Anbau der eingesetzten Biomasse bestimmte Anforderungen an eine nachhaltige Bewirtschaftung land- und forstwirtschaftlicher Flächen und zum Schutz natürlicher Lebensräume beachtet worden sind,
   b) bei der Erzeugung des Stroms aus der eingesetzten Biomasse eine bestimmte Treibhausgasminderung erreicht wird,

   einschließlich der Anforderungen im Sinne der Buchstaben a und b, der Vorgaben zur Ermittlung der Treibhausgasminderung im Sinne des Buchstaben b und der erforderlichen Nachweise;
2. ergänzend zu Anlage 2 Stoffe, die als nachwachsende Rohstoffe gelten oder nicht als solche gelten oder Stoffe, die als rein pflanzliche Nebenprodukte gelten einschließlich ihrer Standard-Biogaserträge.

§ 65
Erfahrungsbericht

Die Bundesregierung evaluiert dieses Gesetz und legt dem Deutschen Bundestag bis zum 31. Dezember 2011 und dann alle vier Jahre einen Erfahrungsbericht vor.

§ 66
Übergangsbestimmungen

(1) Für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, sind anstelle der §§ 6, 20 Abs. 2, des § 21 Abs. 2, des § 23 Abs. 1 und 3, der §§ 24 bis 26 Abs. 1, der §§ 27, 28 Abs. 1, des § 29 Abs. 1, 2, der §§ 30, 32, 33 sowie der Anlagen 1 und 3 die Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918) in der am 31. Dezember 2008 geltenden Fassung mit folgenden Maßgaben anzuwenden:

1. Die Vorschrift des § 6 Nr. 1 muss ab dem 1. Januar 2011 eingehalten werden.
2. Für Strom aus Biomasseanlagen gilt § 27 Abs. 1 Nr. 1. Im Rahmen der Anlage 2 gelten nicht
   a) Nummer I.2 und
   b) Nummer IV.8, soweit es sich um Schlempe aus einer landwirtschaftlichen Brennerei im Sinne des § 25 des Gesetzes über das Branntweinmonopol in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 612-7, veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch Artikel 120 der Verordnung vom 31. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2407) handelt, für die keine andere Verwertungspflicht nach § 25 Abs. 2 Nr. 3 oder Abs. 3 Nr. 3 des Gesetzes über das Branntweinmonopol besteht.
3. Für Strom aus Biomasseanlagen, der nach dem 31. Dezember 2008 erstmals in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 3 erzeugt worden ist, erhöht sich die Vergütung um jeweils 3,0 Cent pro Kilowattstunde (KWK-Bonus). § 20 Abs. 1, 2 Nr. 5 und Abs. 3 gilt entsprechend.
4. Der Anspruch auf Vergütung für Strom aus Biomasse im Sinne der nach § 64 Abs. 1 Nr. 2 erlassenen Biomasseverordnung besteht auch für Strom aus Anlagen, die neben Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung sonstige Biomasse einsetzen, soweit die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber durch ein Einsatzstofftagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit, Herkunft sowie unteren Heizwert pro Einheit der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, welche Biomasse eingesetzt wird.
5. Für Strom, der in Anlagen mit einer installierten Leistung über 20 Megawatt gewonnen wird, die
   a) zu mindestens 90 Prozent bezogen auf den unteren Heizwert Schwarzlauge einsetzen,
   b) einen KWK-Anteil an der Stromerzeugung im Sinne von § 3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes von mindestens 70 Prozent erreichen,

c) mindestens 5 000 Volllastbenutzungsstunden im Jahr aufweisen und

d) vor dem 1. August 2004 in Betrieb gegangen sind,

besteht für die Differenz zwischen dem in der Anlage erzeugten Strom und dem zur Erzeugung des Zellstoffs, bei dessen Produktion die Schwarzlauge entsteht, eingesetzten Strom Anspruch auf die Mindestvergütung auch ab einer Leistung von 20 Megawatt. Die Vergütung beträgt 7,0 Cent pro Kilowattstunde.

Neben der Vergütung nach Satz 1 ist eine Zuteilung von Berechtigungen nach dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz an die Anlage ausgeschlossen. Eine bestehende Zuteilungsentscheidung für die Anlage ist mit Wirkung für die Zukunft zu widerrufen. Die Voraussetzungen nach Satz 1 Buchstabe a bis c und der zu vergütenden Strommenge sind dem Netzbetreiber jährlich durch Vorlage der Bescheinigung einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters nachzuweisen. Der Nachweis nach Satz 1 Buchstabe b muss nach dem von der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft – AGFW – e. V. herausgegebenen Arbeitsblatt FW 308 – Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stroms vom November 2002 (BAnz. Nr. 218a vom 22. November 2002) erfolgen.

6. Die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, erhöht sich für die Dauer von fünf Jahren um 0,7 Cent pro Kilowattstunde (Systemdienstleistungs-Bonus), sobald

   a) sie infolge einer Nachrüstung vor dem 1. Januar 2011 die Anforderungen der Verordnung nach § 61 Abs. 1 Nr. 1 erstmals einhalten und

   b) der jeweilige Netzbetreiber erklärt hat, dass die Einhaltung der Anforderungen netztechnisch sinnvoll ist.

   Der Systemdienstleistungs-Bonus bleibt bei der Berechnung des Werts der Anfangsvergütung der ersetzten Anlage nach § 30 Abs. 1 Satz 1 unberücksichtigt.

(2) Bis zum Erlass einer Rechtsverordnung nach § 64 Abs. 1 Nr. 2 tritt, soweit in diesem Gesetz auf diese Rechtsverordnung verwiesen wird, an deren Stelle die Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), geändert durch die Verordnung vom 9. August 2005 (BGBl. I S. 2419).

(3) Dieses Gesetz findet keine Anwendung auf Anlagen, die zu über 25 Prozent der Bundesrepublik Deutschland oder einem Land gehören und die bis zum 31. Juli 2004 in Betrieb genommen worden sind.

Anlagen

Anlage 1

Technologie-Bonus

Der Anspruch auf den Technologie-Bonus nach § 24 Abs. 3, § 25 Abs. 3, § 26 Abs. 3 und § 27 Abs. 4 Nr. 1 besteht für Strom, der in Anlagen mit einer Leistung bis zu 5 Megawatt erzeugt wird, soweit

1. das nach § 24 Abs. 2, § 25 Abs. 2 oder § 27 Abs. 2 eingespeiste Gas auf Erdgasqualität aufbereitet und nachgewiesen wurde, dass folgende Voraussetzungen eingehalten wurden:

   a) maximale Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von 0,5 Prozent,

   b) ein maximaler Stromverbrauch für die Aufbereitung von 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas und

   c) Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Klär- oder Biogases aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas;

2. die Biomasse durch thermochemische Vergasung umgewandelt oder

3. der Strom mittels Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen, oder Stirling-Motoren gewonnen worden ist und

   a) der Strom in Anlagen erzeugt wird, die auch in Kraft-Wärme-Kopplung mit einer Wärmenutzung nach Anlage 3 betrieben werden, oder

   b) ein elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 45 Prozent erreicht wird.

Anlage 2 (zu § 27 Abs. 4 Nr. 2)

Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen

I. Anspruchsvoraussetzungen

1. Der Anspruch auf den Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen nach § 27 Abs. 4 Nr. 2 besteht, wenn

   a) der Strom ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen oder bei anaerober Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle (Strom aus Biogas) in einer Kombination mit rein pflanzlichen Nebenprodukten im Sinne der Positivliste Nummer V gewonnen wird,

   b) die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber durch ein Einsatzstofftagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe nachweist, dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden, und

   c) auf demselben Betriebsgelände keine Biomasseanlagen betrieben werden, in denen gleichzeitig Strom aus sonstigen, nicht von Buchstabe a erfassten Stoffen gewonnen wird.

2. Bei Anlagen ab einer Leistung von über 150 Kilowatt besteht der Anspruch nur, wenn ausschließlich gasförmige oder feste Biomasse zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Die Verwendung flüssiger Biomasse für die notwendige Zünd- und Stützfeuerung steht dem Anspruch nicht entgegen.

3. Der Anspruch auf den Bonus besteht ausschließlich für den Anteil des Stroms, der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt worden ist. Bei anaerober Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle (Strom aus Biogas) und Kombination dieser Einsatzstoffe mit rein pflanzlichen Nebenprodukten im Sinne der Positivliste Nummer V ist der Anteil nach Satz 1 auf

Grundlage der Standard-Biogaserträge zu ermitteln und nachzuweisen. Der Nachweis ist durch Vorlage eines Gutachtens einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters zu führen.

II. Begriffsbestimmungen

Im Sinne des § 27 Abs. 4 Nr. 2 sind

1. nachwachsende Rohstoffe: Pflanzen oder Pflanzenbestandteile, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden, und
2. Gülle: alle Stoffe, die Gülle im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte (ABl. EG Nr. L 273 S. 1), geändert durch die Verordnung (EG) Nr. 2007/2006 der Kommission vom 22. Dezember 2006 (ABl. EG Nr. L 379 S. 98), sind.

III. Positivliste

Als nachwachsende Rohstoffe im Sinne der Nummer I.1.a gelten insbesondere (Positivliste)

1. Aufwuchs von Wiesen und Weiden als Ganzpflanzen in Form von Grüngut, Trockengut und Silage,
2. Ackerfutterpflanzen einschließlich als Ganzpflanzen geerntetes Getreide, Ölsaaten und Leguminosen als Grüngut, Trockengut und Silage,
3. nicht aufbereitete Gemüse-, Heil- und Gewürzpflanzen, Schnittblumen,
4. Körner, Samen, Corn-Cob-Mix, Knollen, Rüben, Obst, Gemüse, Kartoffelkraut, Rübenblätter, Stroh als Grüngut, Trockengut und Silage,
5. Rapsöl und Sonnenblumenöl, jeweils raffiniert und unraffiniert,
6. Palmöl und Sojaöl, raffiniert und unraffiniert, sofern nachweislich die Anforderungen der Verordnung nach § 64 Abs. 2 Nr. 1 eingehalten sind,
7. das bei der Durchforstung und bei der Stammholzernte in forstwirtschaftlichen Betrieben anfallende Waldrestholz, Rinde und Holz aus Kurzumtriebsplantagen,
8. Pflanzen- oder Pflanzenbestandteile, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen, und
9. Kot und Harn einschließlich Einstreu von Nutztieren und Pferden.

IV. Negativliste

Nicht als nachwachsende Rohstoffe im Sinne der Nummer I.1.a gelten (Negativliste)

1. aussortiertes Gemüse, aussortierte Kartoffeln, aussortierte Heil- und Gewürzpflanzen sowie aussortierte Schnittblumen,
2. Getreideabputz, Rübenkleinteile, Rübenschnitzel als Nebenprodukt der Zuckerproduktion,
3. Gemüseabputz, Kartoffelschalen, Pülpe, Treber, Trester, Presskuchen und Extraktionsschrote aus der Pflanzenölherstellung,
4. Glycerin aus der Verarbeitung von Pflanzenölen,
5. Pflanzenöle, die als Abfall anfallen,
6. Palmöl und Sojaöl, es sei denn, es genügt den Anforderungen der Verordnung nach § 64 Abs. 2 Nr. 1,
7. Bioethanol,
8. Schlempe aus der Herstellung von Bioethanol,
9. Säge- und Hobelspäne,
10. Bioabfälle im Sinne der Bioabfallverordnung mit Ausnahme von Tierfäkalien und Abfällen aus der Forstwirtschaft und
11. Kot und Harn von Heimtieren mit Ausnahme von Pferden.

V. Positivliste der rein pflanzlichen Nebenprodukte und ihrer Standard-Biogaserträge

Rein pflanzliche Nebenprodukte	Standard-Biogaserträge (Kilowattstunden pro Tonne Frischmasse)
Biertreber (frisch oder abgepresst)	231
Gemüseabputz	100
Getreide (Ausputz)	960
Getreideschlempe (Weizen) aus der Alkoholproduktion	68
Getreidestaub	652
Glycerin aus der Verarbeitung von Pflanzenölen	1 346
Kartoffeln (gemust, mittlerer Stärkegehalt)	251
Kartoffelfruchtwasser aus der Stärkeproduktion	43
Kartoffelprozesswasser aus der Stärkeproduktion	11
Kartoffelpülpe aus der Stärkeproduktion	229
Kartoffelschalen	251
Kartoffelschlempe aus der Alkoholproduktion	63
Masserüben	113
Melasse aus der Rübenzucker-Herstellung	629
Obsttrester (frisch, unbehandelt)	187
Rapsextraktionsschrot	1 038

Rein pflanzliche Nebenprodukte	Standard-Biogaserträge (Kilowattstunden pro Tonne Frischmasse)
Rapskuchen (Restölgehalt ca. 15 Prozent)	1 160
Zuckerrüben	242
Zuckerrübenschnitzel	242

VI. Bonushöhe

1. Der Bonus nach Nummer I beträgt
   a) für Strom aus Anlagen bis einschließlich einer Leistung von 500 Kilowatt nach § 27 Abs. 1 Nr. 1 und 2: 6,0 Cent pro Kilowattstunde und
   b) für Strom aus Anlagen bis einschließlich einer Leistung von 5 Megawatt nach § 27 Abs. 1 Nr. 3: 4,0 Cent pro Kilowattstunde.
2. Die Höhe des Bonus nach Nummer 1 erhöht sich bei anaerober Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle (Strom aus Biogas) für Strom aus Anlagen
   a) bis einschließlich einer Leistung von 500 Kilowatt nach § 27 Abs. 1 Nr. 1 und 2 um 2,0 Cent pro Kilowattstunde,
   b) mit einer installierten Leistung im Sinne von § 3 Nr. 6 bis einschließlich 150 Kilowatt nach § 27 Abs. 1 Nr. 1 um 2,0 Cent pro Kilowattstunde, wenn der Anteil von Gülle im Sinne der Nummer II.2 jederzeit mindestens 30 Masseprozent beträgt. Der Mindestanteil der Gülle nach Buchstabe b ist durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters nachzuweisen.
3. Abweichend von Nummer 1 Buchstabe b beträgt der Bonus 2,5 Cent pro Kilowattstunde, wenn der Strom durch die Verbrennung von Holz gewonnen wird, das die Anspruchsvoraussetzungen nach Nummer I erfüllt und nicht
   a) aus Kurzumtriebsplantagen stammt oder
   b) im Rahmen der Landschaftspflege anfällt.
4. § 18 Abs. 1 und § 20 Abs. 1, 2 Nr. 5 und Abs. 3 gelten entsprechend.

VII. Entstehen und Erlöschen des Anspruchs

1. Der Anspruch auf den Bonus entsteht mit dem Zeitpunkt, zu dem die Voraussetzungen erstmals erfüllt sind.
2. Sobald die Voraussetzungen nicht mehr erfüllt sind, entfällt der Anspruch auf den Bonus endgültig. Dies gilt auch in den Zeiträumen, in denen der Strom nach § 17 selbst verbraucht oder an Dritte veräußert wird.

Anlage 3 (zu § 27 Abs. 4 Nr. 3)

KWK-Bonus

I. Anspruchsvoraussetzungen

Der Anspruch auf den KWK-Bonus nach § 27 Abs. 4 Nr. 3 besteht bis einschließlich einer Anlagenleistung von 20 Megawatt, soweit

1. es sich um Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes handelt und
2. eine Wärmenutzung im Sinne der Positivliste Nummer III vorliegt oder
3. die Wärmenutzung nachweislich fossile Energieträger in einem mit dem Umfang der fossilen Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt und die Mehrkosten, die durch die Wärmebereitstellung entstehen, nachweisbar sind und mindestens 100 Euro pro Kilowatt Wärmeleistung betragen.

II. Erforderliche Nachweise

1. Die Voraussetzung nach Nummer I.1 ist dem Netzbetreiber nach dem von der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft – AGFW – e. V. herausgegebenen Arbeitsblatt FW 308 – Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stroms vom November 2002 (BAnz. Nr. 218a vom 22. November 2002) nachzuweisen. Der Nachweis muss jährlich durch Vorlage der Bescheinigung einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters erfolgen. Anstelle des Nachweises nach Satz 1 können für serienmäßig hergestellte KWK-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 2 Megawatt geeignete Unterlagen des Herstellers vorgelegt werden, aus denen die thermische und elektrische Leistung sowie die Stromkennzahl hervorgehen.
2. Der Nachweis über die Voraussetzungen nach den Nummern I.2 und I.3 ist durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters zu erbringen, wenn der KWK-Bonus geltend gemacht wird.

III. Positivliste

Als Wärmenutzungen im Sinne der Nummer I.2 gelten

1. die Beheizung, Warmwasserbereitstellung oder Kühlung von Gebäuden im Sinne von § 1 Abs. 1 Nr. 1 der Energieeinsparverordnung bis zu einem Wärmeeinsatz von 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche im Jahr,
2. die Wärmeeinspeisung in ein Netz mit einer Länge von mindestens 400 Meter und mit Verlusten durch Wärmeverteilung und -übergabe, die unter 25 Prozent des Nutzwärmebedarfs der Wärmekundinnen oder -kunden liegen,
3. die Nutzung als Prozesswärme für industrielle Prozesse im Sinne der Nummern 2 bis 6, 7.2 bis 7.34 sowie 10.1 bis 10.10, 10.20 bis 10.23 der Anlage der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vom 14. März 1997 (BGBl. I S. 504), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 23. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2470) und die Herstellung von Holzpellets zur Nutzung als Brennstoff sowie
4. die Beheizung von Betriebsgebäuden für die Geflügelaufzucht, wenn die Vorraussetzungen nach Nummer I.3 erfüllt werden,
5. die Beheizung von Tierställen mit folgenden Obergrenzen:
   a) Geflügelmast: 0,65 Kilowattstunden pro Tier,

b) Sauenhaltung: 150 Kilowattstunden pro Sau und Jahr sowie 7,5 Kilowattstunden pro Ferkel,

c) Ferkelaufzucht: 4,2 Kilowattstunden pro Ferkel,

d) Schweinemast: 4,3 Kilowattstunden pro Mastschwein sowie

6. die Beheizung von Unterglasanlagen für die Aufzucht und Vermehrung von Pflanzen, wenn die Vorraussetzungen nach Nummer I.3 erfüllt werden.

IV. Negativliste

Nicht als Wärmenutzungen im Sinne von Nummer I.2 gelten:

1. die Beheizung von Gebäuden, die nach § 1 Abs. 2 der Energieeinsparverordnung nicht Gegenstand der Verordnung sind mit Ausnahme der Gebäude, die von den Nummern III.4 bis III.6 erfasst werden,
2. die Wärmenutzung zur Bereitstellung, Konversion und Rückstandbehandlung von biogenen Rohstoffen, die energetisch genutzt werden mit Ausnahme der Herstellung von Holzpellets zur Nutzung als Brennstoff,
3. die Beladung von Wärmespeichern ohne Nutzungsnachweis gemäß der Positivliste,
4. die Abwärmenutzung zur Verstromung insbesondere in Organic-Rankine- und Kalina-Cycle-Prozessen und
5. die Wärmenutzung aus Anlagen, die fossile Brennstoffe beispielsweise für den Wärmeeigenbedarf einsetzen.

Anlage 4 (zu § 28 Abs. 2)

Wärmenutzungs-Bonus

I. Anspruchsvoraussetzungen

Der Anspruch auf den Wärmenutzungs-Bonus nach § 28 Abs. 2 besteht, soweit

1. mindestens ein Fünftel der gewonnenen Wärmemenge ausgekoppelt wird und
2. die Wärmenutzung nachweislich fossile Energieträger in einem mit dem Umfang der Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt.

II. Erforderliche Nachweise

Der Nachweis über die Voraussetzungen nach Nummer I ist durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters zu erbringen, sobald der Bonus erstmals geltend gemacht wird.

III. Positivliste

Als Wärmenutzungen im Sinne der Nummer I gelten

1. die Beheizung, Warmwasserbereitstellung oder Kühlung von Gebäuden im Sinne von § 1 Abs. 1 Nr. 1 der Energieeinsparverordnung bis zu einem Wärmeeinsatz von 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche und Jahr,
2. die Wärmeeinspeisung in ein Netz mit einer Länge von mindestens 400 Metern und mit Verlusten durch Wärmeverteilung und -übergabe, die unter 25 Prozent des Nutzwärmebedarfs der Wärmekundinnen und -kunden liegen, und
3. die Nutzung als Prozesswärme für industrielle Prozesse im Sinne der Nummern 2 bis 6, 7.2 bis 7.34 sowie 10.1 bis 10.10, 10.20 bis 10.23 der Anlage der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und die Herstellung von Holzpellets zur Nutzung als Brennstoff.

IV. Negativliste

Nicht als Wärmenutzungen im Sinne von Nummer I gelten

1. die Beheizung von Gebäuden, die nach § 1 Abs. 2 der Energieeinsparverordnung nicht Gegenstand der Verordnung sind,
2. die Wärmenutzung zur Bereitstellung, Konversion und Rückstandbehandlung von biogenen Rohstoffen, die energetisch genutzt werden mit Ausnahme der Herstellung von Holzpellets zur Nutzung als Brennstoff,
3. die Beladung von Wärmespeichern ohne Nutzungsnachweis gemäß der Positivliste.

Anlage 5 (zu § 29)

Referenzertrag

1. Eine Referenzanlage ist eine Windenergieanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrages errechnet.
2. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windenergieanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln; die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die Verfahren, Grundlagen und Rechenmethoden verwendet worden sind, die enthalten sind in den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5, Revision 3 vom 1. Juli 2005, der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW)*.
3. Der Typ einer Windenergieanlage ist bestimmt durch die Typenbezeichnung, die Rotorkreisfläche, die Nennleistung und die Nabenhöhe gemäß den Angaben des Herstellers.
4. Der Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 Metern je Sekunde in einer Höhe von 30 Metern über dem Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und einer Rauhigkeitslänge von 0,1 Meter.
5. Die Leistungskennlinie ist der für jeden Typ einer Windenergieanlage ermittelte Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe unabhängig von der Nabenhöhe. Die Leistungskennlinie ist nach den all-

* Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der Fördergesellschaft Windenergie e. V., Stresemannplatz 4, 24103 Kiel.

gemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln; die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die Verfahren, Grundlagen und Rechenmethoden verwendet worden sind, die enthalten sind in den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 2, Revision 14 vom 1. März 2004, der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW)*. Soweit die Leistungskennlinie nach einem vergleichbaren Verfahren vor dem 1. Januar 2000 ermittelt wurde, kann diese anstelle der nach Satz 2 ermittelten Leistungskennlinie herangezogen werden, soweit im Geltungsbereich dieses Gesetzes nach dem 31. Dezember 2001 nicht mehr mit der Errichtung von Anlagen des Typs begonnen wird, für den sie gelten.

6. Gutachten nach § 29 Abs. 3 zum Nachweis, dass Anlagen am geplanten Standort mindestens 60 Prozent des Referenzertrages erzielen können, müssen physikalische Standortbeschreibungen enthalten, standortspezifische Windmessungen oder extrapolierbare Betriebsdaten eines benachbarten Windparks zu Grunde legen und diese für eine prognostische Bewertung in einen Langzeitbezug zu vorhandenen Winddatenbanken setzen. Maßgeblich für die Energieertragsberechnung ist die freie Anströmung der Windenergieanlage.

7. Zur Vermessung der Leistungskennlinien nach Nummer 5 und zur Berechnung der Referenzerträge von Anlagentypen am Referenzstandort nach Nummer 2 sowie zur Bestimmung der erzielbaren Energieerträge am geplanten Standort nach Nummer 6 sind für die Zwecke dieses Gesetzes die Institutionen berechtigt, die entsprechend der technischen Richtlinie Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien (DIN EN ISO/IEC 17 025), Ausgabe April 2000**, entsprechend von einer staatlich anerkannten oder unter Beteiligung staatlicher Stellen evaluierten Akkreditierungsstelle akkreditiert sind.

8. Bei der Berechnung des Referenzertrages ist die Leistung im Sinne des § 3 Nr. 6 zugrunde zu legen, höchstens jedoch diejenige Leistung, die die Anlage aus rechtlichen Gründen dauerhaft erbringen darf.

Artikel 2

Änderung des Projekt-Mechanismen-Gesetzes

Das Projekt-Mechanismen-Gesetz vom 22. September 2005 (BGBl. I S. 2826), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 7. August 2007 (BGBl. I S. 1788) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 2 Nr. 11 werden nach dem Wort „innehat“ die Wörter „oder die an der Durchführung der Projekttätigkeit beteiligt ist“ eingefügt.

2. In § 4 Satz 1 werden nach dem Wort „Gaststaates“ die Wörter „oder bei dem Aufsichtsausschuss“ eingefügt.

3. § 5 Abs. 1 wird wie folgt geändert:

   a) In Satz 4 werden die Wörter „der Bundesrepublik Deutschland“ gestrichen.

   b) Satz 5 wird wie folgt gefasst:

      „Wird mit der Projekttätigkeit zugleich Strom erzeugt, der die Voraussetzungen des § 16 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder des § 5 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes erfüllt, ist eine Zustimmung nach Satz 1 ausgeschlossen.“

4. In § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 werden die Wörter „ auf Grund einer Finanzierung durch öffentliche Fördermittel im Sinne des § 5 Abs. 1 Satz 4 und 5“ gestrichen.

5. In § 7 Abs. 3 Satz 3 werden die Wörter „ auf Grund einer Finanzierung durch öffentliche Fördermittel im Sinne des § 5 Abs. 1 Satz 4 und 5“ gestrichen.

6. § 11 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

   „Wird ein Antrag im Sinne dieses Gesetzes von mehreren natürlichen oder juristischen Personen gestellt, haben diese der zuständigen Behörde eine natürliche Person als gemeinsamen Bevollmächtigten mit Zustelladresse im Inland zu benennen.“

Artikel 3

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 7 Abs. 14 des Gesetzes vom 26. März 2007 (BGBl. I S. 358) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 3 Nr. 18 Buchstabe a wird die Angabe „Abs. 1“ durch die Angabe „Nr. 3“ ersetzt.

2. In § 13 Abs. 1 Satz 2 wird die Angabe „§ 4 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch „§ 8 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

3. In § 17 Abs. 2a wird die Angabe „§ 10 Abs. 3 Satz 1“ durch die Angabe „§ 3 Nr. 9“ ersetzt.

Artikel 4

Änderung der Stromnetzentgeltverordnung

In § 28 Abs. 2 Nr. 9 der Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550) geändert worden ist, wird die Angabe „§ 5 Abs. 2 Satz 2“ durch die Angabe „§ 35 Abs. 2“ ersetzt.

Artikel 5

Änderung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes

In § 2 Abs. 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes vom 8. Juli 2004 (BGBl. I S. 1578), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 7. August 2007 (BGBl. I S. 1788) geändert worden ist, werden die Wörter „nach § 3 Abs. 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, in denen Strom gewonnen wird, für den ein Anspruch nach § 5 Abs. 1 des

---

* Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der Fördergesellschaft Windenergie e. V., Stresemannplatz 4, 24103 Kiel.

** Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der Beuth Verlag GmbH, 10772 Berlin.

Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht“ durch die Wörter „nach § 3 Nr. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die ausschließlich Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen“ ersetzt.

Artikel 6

Änderung des Unterlassungsklagengesetzes

In § 2 Abs. 2 des Unterlassungsklagengesetzes in der Fassung der Bekanntmachung vom 27. August 2002 (BGBl. I S. 3422, 4346), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 16. Juli 2007 (BGBl. I S. 1330) geändert worden ist, werden in Nummer 7 der Punkt durch ein Komma ersetzt und folgende Nummer 8 angefügt:

„8. § 37 Abs. 1 und 2, § 53 Abs. 2 und 3, §§ 54, 55 Abs. 2 und 3 sowie § 56 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.“

Artikel 7

Inkrafttreten, Außerkrafttreten

Dieses Gesetz tritt am 1. Januar 2009 in Kraft. Gleichzeitig tritt das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918) außer Kraft.

Begründung

A. Allgemeines

I. Zielsetzung und Notwendigkeit des Gesetzes

Das vorliegende Gesetz ist erforderlich, um zentrale Politikziele der Vereinten Nationen, der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland erreichen zu können.

Die Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung hat das Ziel formuliert, den Anteil Erneuerbarer Energien zu erhöhen. Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen fordert, dass die Industrieländer zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen u. a. die Nutzung Erneuerbarer Energien verstärken. Der bei dem Weltgipfel für nachhaltige Entwicklung beschlossene Aktionsplan verlangt dringend eine bedeutsame Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien. Auch die G8-Staaten haben wiederholt ihre Verpflichtung bestätigt, Erneuerbare Energien verstärkt zu nutzen, um eine nachhaltige Entwicklung herbeizuführen.

Dies steht im Einklang mit den Zielen der Europäischen Union (EU). Der Europäische Rat hat in seiner Schlussfolgerung vom 9. März 2007 das Ziel formuliert, den Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch der EU von derzeit etwa 6,5 Prozent auf 20 Prozent im Jahr 2020 zu erhöhen.

Die Bundesregierung bietet als deutschen Beitrag für ein internationales Klimaschutzabkommen nach 2012 an, die Emissionen bis 2020 um 40 Prozent unter das Niveau von 1990 zu reduzieren. Dieses Angebot steht unter der Voraussetzung, dass die Europäische Union im selben Zeitraum ihre Emissionen um 30 Prozent gegenüber 1990 reduziert und andere Staaten vergleichbar ehrgeizige Ziele übernehmen. Hierbei spielen die Erneuerbaren Energien eine entscheidende Rolle: Ihr Anteil an der Stromversorgung soll von derzeit deutlich über 13 Prozent (Ende 2007) bis zum Jahr 2020 auf 25 bis 30 Prozent gesteigert und danach weiter kontinuierlich erhöht werden. In den vergangenen sechs Jahren ist es gelungen, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch mehr als zu verdoppeln. Ein weiterer Ausbau ist notwendig, um die noch vorhandenen Potenziale in allen Bereichen der Erneuerbaren Energien zu nutzen.

Die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung ist besonders bedeutsam. Es gilt dabei, die Energieversorgung künftiger Generationen unter Berücksichtigung der Belange des Naturschutzes, ökologischer Ziele und gleichzeitigen wirtschaftlichen Wachstum sicherzustellen. Ein Kernelement dieser Strategie ist es, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung im Interesse der Sicherung endlicher Energieressourcen und im Hinblick auf den Umwelt- und den Klimaschutz weiter deutlich zu steigern.

Hierfür sollen Erneuerbare Energien mittel- bis langfristig ihre Wettbewerbsfähigkeit im Energiebinnenmarkt erreichen. Denn nur dann, wenn sich Erneuerbare Energien ohne finanzielle Förderung auf dem Markt behaupten, können sie auf Dauer eine tragende Rolle im Energiemarkt spielen. Die Berücksichtigung der unterschiedlichen externen Kosten (insbesondere langfristige Umwelt- und Klimaschäden) der konventionellen und Erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger volkswirtschaftlicher Verträglichkeit bleibt weiter ein wichtiges Ziel.

Von großer Bedeutung sind ferner die direkt aus dem Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strommarkt – und damit aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz – resultierenden Wirkungen auf den Wirtschaftsstandort Deutschland. Der Bau, Betrieb und die Instandhaltung von Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien führen zu Investitionen, die zur Wertschöpfung in Deutschland beitragen und damit auch Arbeitsplätze schaffen.

Gleichzeitig erfüllt das Erneuerbare-Energien-Gesetz eine wichtige industriepolitische Funktion. Die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz induzierten technologischen Innovationen und die durch Lerneffekte eintretende weitere Senkung der spezifischen Erzeugungskosten für Strom aus Erneuerbaren Energien stärken die hervorragende internationale Wettbewerbsposition der deutschen Erneuerbare-Energien-Branche. Erneuerbare Energien sind ein internationaler Wachstumsmarkt. So ist bis zum Jahr 2020 zu erwarten, dass sich das weltweite Investitionsvolumen in diese Technologien auf etwa 250 Mrd. Euro pro Jahr versechsfacht, wobei die höchsten Zuwächse im Bereich der Stromerzeugung aus Windenergie, Biomasse und Solarenergie zu erwarten sind. Aufgrund des technologischen Vorsprungs Deutschlands ist davon auszugehen, dass auch künftig ein nennenswerter Teil des Weltmarktes, insbesondere für die anspruchsvollen Technologien, von Deutschland aus bedient werden wird.

II. Gesetzgebungskompetenz des Bundes

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch Artikel 1 dieses Gesetzes, inklusive der Folgeänderungen in den Artikeln 3 und 4, die Änderung des Projekt-Mechanismen-Gesetzes durch Artikel 2 und des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes durch Artikel 5 dieses Gesetzes ergibt sich aus Artikel 74 Abs. 1 Nr. 24 des Grundgesetzes (GG). Die Bestimmungen fallen in den Bereich der Luftreinhaltung (Artikel 74 Abs. 1 Nr. 24 GG). Ziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist die Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung, um eine nachhaltige Energieversorgung zu erreichen und so das Klima als Teil der natürlichen Umwelt zu schützen. Ziel und Gegenstand des Gesetzes ist folglich der Klimaschutz (und damit der Schutz der natürlichen Zusammensetzung der Luft).

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Änderung des Unterlassungsklagegesetzes in Artikel 6 dieses Gesetzes ergibt sich aus Artikel 74 Abs. 1 Nr. 16. Ziel der Regelung ist die Verhütung des Missbrauchs wirtschaftlicher Machtstellungen.

III. Zugrundeliegender Sachverhalt und wesentliche Erkenntnisquellen

1. Energiewirtschaftlicher Hintergrund

In der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung ist dargelegt, dass die Versorgung mit Energie eine wesentliche Grundlage für Wohlstand bildet und damit Voraussetzung für ein hohes Maß an Lebensqualität ist. Zugleich sind mit dem derzeitigen Energieverbrauch aber auch zahlreiche Probleme verbunden.

Der Energieverbrauch beruht weitgehend auf den fossilen Energieträgern Öl, Kohle und Gas. Diese werden allen Prognosen nach auch auf absehbare Zeit noch die Hauptlast der Energieversorgung tragen müssen. Sie stehen aber nicht unbegrenzt zur Verfügung; infolge der zunehmenden Ausschöpfung dieser Energiequellen sind in den nächsten Jahrzehnten Kostensteigerungen zu erwarten. Durch ihren Verbrauch werden die Handlungsspielräume künftiger Generationen eingeengt.

Die energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen sind weltweit für mehr als 70 Prozent des vom Menschen verursachten Treibhauseffekts verantwortlich (in Deutschland sogar für 87 Prozent). Auch insoweit geht unser heutiger Energieverbrauch zu Lasten künftiger Generationen, die mit den Folgen der Klimaveränderung konfrontiert werden.

Bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehen Luftschadstoffe wie Schwefeldioxid und Stickoxide, die zur Bildung des sauren Regens beitragen. Daneben werden Kohlenmonoxid, unverbrannte Kohlenwasserstoffe, Rußpartikel und Staub emittiert. Mit der Energieversorgung gehen schließlich auch beachtliche Gewässerbelastungen und Wasserverbräuche einher. All dies führt zu Umweltbelastungen und negativen Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit.

Gemessen an den Leitlinien für eine nachhaltige Entwicklung weisen Erneuerbare Energien gegenüber der heutigen, nicht nachhaltigen Versorgung von Wirtschaft und Gesellschaft mit Energie deutliche Vorteile auf:

- Bei der energetischen Nutzung Erneuerbarer Energien entstehen in der Regel keine Luftschadstoffe und keine klimaschädlichen Gase wie Kohlendioxid, die zu der zunehmenden Erwärmung der Erdatmosphäre führen.
- Verfügbarkeit und Einsatzfähigkeit Erneuerbarer Energien variieren zwar lokal, insbesondere in Abhängigkeit von den klimatischen Bedingungen. Weltweit sind sie aber nahezu unerschöpflich bzw. regenerieren sich in überschaubaren Zeiträumen.
- Die Nutzung Erneuerbarer Energien ist nur mit vergleichsweise geringen Eingriffen in die Ökosysteme verbunden, schont die natürlichen Ressourcen und hinterlässt in der Regel keine langfristig irreversiblen Spuren in Natur und Landschaft.

Die deutlich verstärkte Nutzung Erneuerbarer Energien ist deshalb sinnvoll, um die natürlichen Lebensgrundlagen der Menschheit zu schützen. Dazu muss in Deutschland die begonnene Dynamik zur Erhöhung der Energieeffizienz und der zunehmenden Nutzung Erneuerbarer Energien weiter verstärkt werden, insbesondere im Bereich der aus umwelt- und klimapolitischer Sicht besonders bedeutsamen Stromerzeugung. Dies ist bei dem anstehenden Ersatz- und Erneuerungsbedarf im Kraftwerkspark zu berücksichtigen.

Der verstärkte Einsatz Erneuerbarer Energien ist auch aus weiteren Gründen vorteilhaft:

- Erneuerbare Energien sind primär heimische Energien, die dazu beitragen, die Abhängigkeit von Energieeinfuhren zu verringern und so die Versorgungssicherheit zu verbessern.
- Der Ausbau Erneuerbarer Energien schafft zukunftsfähige Arbeitsplätze in einer Reihe von Branchen, besonders im Bereich kleiner und mittlerer Unternehmen, die im Wirtschaftsgefüge der Bundesrepublik Deutschland z. B. als Innovationsträger besondere Bedeutung haben.
- Neben ihrer Bedeutung für Handwerk und Gewerbe geben Erneuerbare Energien Impulse für mehrere Industriezweige – von der Metallindustrie bis zur elektrotechnischen Industrie, dem Maschinen-, Motoren- und Apparatebau sowie der Baustoffindustrie – und für die Land- und Forstwirtschaft.
- Erneuerbare Energien sind ein beachtlicher Wirtschaftsfaktor, der auch Deutschlands Exportchancen verbessert.
- Die verstärkte Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland kann wichtige Anstöße zum Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung in anderen Industrie- und Entwicklungsländern geben.

2. Bisherige Erfolge des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist ein wichtiges Element des energiepolitischen Maßnahmenbündels der Bundesregierung. Der Deutsche Bundestag hat dieses Gesetz am 29. März 2000 verabschiedet; es trat zum 1. April 2000 in Kraft. Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz wurde das in Deutschland durch das Stromeinspeisungsgesetz bereits 1991 eingeführte Einspeise- und Vergütungssystem zugunsten regenerativen Stroms an die Bedingungen im liberalisierten Strommarkt angepasst und erheblich verbessert.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz hat in den vergangenen Jahren infolge der guten Förderbedingungen einen deutlichen Anstieg der Nutzung Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung bewirkt. Dies gilt vor allem für die Windenergie; mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz wurden aber auch für die anderen Erneuerbaren Energien – Biomasse, Solarstrahlung, Wasserkraft und Geothermie – vorteilhafte Bedingungen geschaffen. Auf diese Weise konnte der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 5,5 Prozent im Jahr 1999 nach vorläufigen Zahlen auf deutlich über 13 Prozent im Jahr 2007 gesteigert werden.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien verläuft so erfolgreich, dass das im Erneuerbare-Energien-Gesetz für 2010 verankerte Ziel – mindestens 12,5 Prozent Anteil Strom aus Erneuerbaren Energien – bereits 2007 deutlich überschritten wurde; 2010 werden es voraussichtlich rund 15 Prozent sein. Im Jahr 2020 dürften nach Untersuchungen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit mindestens 27 Prozent erreicht werden. Hierfür spielt es auch eine wesentliche Rolle, inwieweit neben dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien auch der Stromverbrauch in Deutschland durch Nutzung der verfügbaren Effizienzpotenziale zurückgeht.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz hat seit seiner Einführung zusammen mit den anderen von der Bundesregierung eingesetzten Instrumenten in den verschiedenen Sparten der Erneuerbaren Energien zur Entwicklung von Industriezweigen geführt und zur Sicherung bestehender und Schaffung neuer Arbeitsplätze beigetragen (vgl. Erfahrungsbericht der Bundesregierung 2007). Der Branche der Erneuerbaren Energien sind für 2006 insgesamt rund 236 000 Arbeitsplätze zuzurechnen, wovon mindestens 134 000, das heißt mehr als die Hälfte, auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz zurückzuführen sind. Gegenüber 2004 hat sich die Zahl der durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz geschaffenen Arbeitsplätze damit um rund 40 Prozent erhöht. Für eine weitere Entwicklung der Arbeitsplatzwirkungen ist wesentlich, dass die Erneuerbaren Energien in Deutschland zunehmend wettbewerbsfähig werden und sich die deutschen Unternehmen dieser Branche erfolgreich im stark wachsenden Weltmarkt behaupten.

Nach aktuellen Forschungsergebnissen entfiel auf die Windenergiebranche im Jahr 2006 mit etwa 82 000 Arbeitsplätzen mehr als die Hälfte der durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz geschaffenen Beschäftigung. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass in einer Netto-Betrachtung auch dann eine deutliche Zunahme der Beschäftigung zu verzeichnen ist, wenn die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien wirksamen negativen Beschäftigungseffekte (Wegfall von Arbeitsplätzen in der konventionellen Stromwirtschaft, Budgeteffekt) berücksichtigt werden. Laut aktuellen Studien beläuft sich der Netto-Beschäftigungseffekt im Jahr 2006 auf 67 000 bis 78 000 Arbeitsplätze.

Daneben sind von den gesamten Investitionen in Erneuerbare Energien, die sich nach aktuellen Studien für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Zeitraum 2005 bis 2020 auf über 150 Mrd. Euro belaufen werden, mehr als 95 Mrd. Euro bzw. 60 Prozent auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz zurückzuführen.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz leistet einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen. Insgesamt wurden im Jahr 2006 durch Erneuerbare Energien rund 100 Mio. Tonnen Kohlendioxid vermieden. Dies bedeutet: Ohne ihre Nutzung lägen die gesamten energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen nicht bei ca. 796 Mio. Tonnen, sondern um 12,5 Prozent höher. Damit ist der Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Klimaschutz deutlich höher als ihr Anteil am Primärenergieverbrauch.

Dies erklärt sich u. a. daraus, dass nach der international angewandten Wirkungsgradmethode eine Kilowattstunde Strom aus Windenergie, Wasserkraft oder Fotovoltaik als eine Kilowattstunde Primärenergie bilanziert wird. Zur Produktion von einer Kilowattstunde Strom aus Kohle oder Erdgas werden dagegen faktisch und nach der international verwendeten Statistik abhängig vom Wirkungsgrad der Kraftwerke in Deutschland durchschnittlich rund 3 Kilowattstunden Primärenergie benötigt. Entscheidend für die Kohlendioxid-Bilanzierung ist dabei der Verbrauch der Primärenergie Kohle bzw. Erdgas.

Der Kohlendioxid-Minderungseffekt Erneuerbarer Energien ist deshalb im Strommarkt auch sehr viel größer als im Wärme- oder Kraftstoffmarkt. Auf die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz geförderten Strommengen entfiel 2006 mit rund 44 Mio. Tonnen fast die Hälfte der durch Erneuerbare Energien eingesparten Kohlendioxid-Emissionen. Bislang hat kein anderes Instrument in Deutschland zu vergleichbaren Einsparungen geführt.

Die Bedeutung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes als Instrument zum Klimaschutz ergibt sich nicht zuletzt daraus, dass die Kohlendioxid-Emissionen ohne die seit dem Jahr 2000 neu in Betrieb gegangenen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland nicht gesunken, sondern gestiegen wären und die energiebedingte Kohlendioxid-Minderung ohne die gesamte nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütete Strommenge seit 1990 nur 11 Prozent statt 16 Prozent betragen hätte. Auch die Verpflichtung Deutschlands aus dem Kyoto-Protokoll in Gestalt der EG-Lastenteilungsvereinbarung (Senkung der gesamten Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2008 bis 2012 gegenüber 1990 um 21 Prozent) würde vermutlich ohne das Erneuerbare-Energien-Gesetz nicht erfüllt werden können.

Neben Kohlendioxid werden durch Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien auch die Emissionen anderer Treibhausgase vermieden. Dies gilt insbesondere für das gegenüber Kohlendioxid sehr viel klimarelevantere Methan aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie aus Gülle aus der Landwirtschaft, die auf die Felder ausgebracht wird.

Die Nutzungskonkurrenz von Biomasse in den verschiedenen energetischen sowie stofflichen Nutzungsbereichen als auch zur Nahrungs- und Futtermittelerzeugung ist dabei, gerade auch im Hinblick auf ihre Preiswirkungen, Gegenstand der weiteren Beobachtung.

3. Wesentliche Erkenntnisquellen

Zentrale Erkenntnisquelle für den Gesetzentwurf ist der Erfahrungsbericht der Bundesregierung nach § 20 des bislang geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Dieser Erfahrungsbericht beruht wiederum auf zahlreichen wissenschaftlichen Untersuchungen, die im Auftrag der Bundesregierung, der Europäischen Kommission und sonstiger Stellen angefertigt wurden.

Neben dem Erfahrungsbericht sind Untersuchungen, die im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit angestellt wurden, sowie Stellungnahmen von sachkundigen Privatpersonen, Forschungsinstituten, Unternehmen, Verbänden, Behörden und sonstigen Sachverständigen als Erkenntnisquellen herangezogen worden.

IV. Wesentliche Änderungen zur geltenden Rechtslage

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz hat sich im internationalen Vergleich als effektiv im Hinblick auf die Erreichung der Ausbauziele erwiesen. Aus diesem Grund hält die Neufassung an der bewährten Grundstruktur fest.

1. Weitere Erhöhung von Effektivität und Effizienz

Die vorgesehenen Änderungen zielen zum einen vornehmlich darauf ab, die Effektivität und die Effizienz des Gesetzes noch weiter zu erhöhen. Die mit dem Einsatz Erneuerbarer Energien verbundenen CO_2-Vermeidungskosten, die je nach Sparte z. T. ganz erhebliche Unterschiede aufweisen, sollen deutlich gesenkt werden (nähere Angaben zu

ihrer aktuellen sowie künftig möglichen Höhe vgl. EEG-Erfahrungsbericht, S. 36 f.).

a) Wasserkraft

Der Ausbau der Wasserkraftnutzung stagniert bei 3,5 Prozent der Stromversorgung (rund 21 Mrd. Kilowattstunden im Jahr 2006). Um bessere Anreize zu setzen, werden ab 2009 die Vergütungssätze für kleine Anlagen (bis 5 Megawatt) angehoben und formale Beschränkungen für die Anerkennung von Leistungserhöhungen bei größeren Anlagen aufgehoben. Um die ökologische Verträglichkeit des Ausbaus sicherzustellen, wird die Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in Zukunft für sämtliche Leistungsklassen an ökologische Kriterien gebunden.

b) Biomasse

Strom aus Biomasse verzeichnet ein dynamisches Wachstum. Die Verstromung von Biomasse lag im Jahr 2006 mit insgesamt rund 18 Mrd. Kilowattstunden mehr als viermal so hoch wie im Jahr 2000 (4,1 Mrd. Kilowattstunden); u. a. bedingt durch die starke Zunahme bei der Stromgewinnung aus Biogas. Allerdings stiegen aufgrund der hohen Nachfrage auch die Kosten für Rohstoffe, so dass die jährliche Degression ab 2009 von 1,5 auf 1 Prozent leicht gesenkt wird. Um die Nutzungseffizienz zu verbessern, wird der Bonus für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) von 2 auf 3 Cent je Kilowattstunde erhöht und im Gegenzug die Grundvergütung abgesenkt: um 0,5 Cent je Kilowattstunde bei kleinen und mittleren und um 2 Cent je Kilowattstunde bei großen Anlagen. Damit sollen auch effiziente, dezentrale Strukturen gestärkt werden. Die Vergütung von Strom aus Palmöl wird in Zukunft nur dann mit einem Bonus versehen, wenn ein wirksames Zertifizierungssystem besteht, das die Einhaltung von Nachhaltigkeitsstandards für die eingesetzte Biomasse sicherstellt.

c) Windenergieanlagen

Mit rund 31 Mrd. Kilowattstunden lieferte die Windenergie 2006 bereits 5 Prozent unserer Stromversorgung. Allerdings verläuft der Ersatz alter Windenergieanlagen durch neue, modernere und effizientere Anlagen bislang langsamer als erwünscht. Daher werden die Rahmenbedingungen für dieses so genannte Repowering an Land verbessert.

Die Stromgestehungskosten für Windenergie konnten seit 1991 um 60 Prozent gesenkt werden. Aufgrund von Preissteigerungen bei Rohstoffen, insbesondere Stahl und Kupfer, muss jedoch die jährliche Degression von 2 Prozent auf 1 Prozent abgesenkt werden. Die Entwicklung der Windenergienutzung auf See (Offshore) ist langsamer vorangegangen als erwartet. Ein Grund dafür ist in den Kosten dieser völlig neuen Technologie zu sehen, die höher als bisher angenommen sind. Der Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung in Deutschland soll erreicht werden, indem die Anfangsvergütung auf ein mit anderen EU-Ländern vergleichbares Niveau angehoben und im Gegenzug die Endvergütung abgesenkt wird.

d) Fotovoltaik

Der Ausbau der Fotovoltaik verlief in den vergangenen Jahren rasant: Die Solarstromerzeugung konnte von 64 Mio. Kilowattstunden im Jahr 2000 auf über 2 Mrd. Kilowattstunden im Jahr 2006 gesteigert werden (knapp 0,4 Prozent der Stromversorgung). Milliardenbeträge wurden in neue Produktionskapazitäten investiert und hoch qualifizierte Arbeitsplätze geschaffen, überwiegend in den neuen Bundesländern. Unterstützt durch Forschungs- und Entwicklungsprogramme konnten unerwartet hohe Produktionsfortschritte erzielt werden. Durch diese erfolgreiche Entwicklung konnten die Herstellungskosten für Fotovoltaikanlagen deutlich gesenkt werden. Daher wird die jährliche Degression für neue Anlagen ab 2009 angehoben.

2. Weiterentwicklung des Energiesystems

Zukünftig werden die Anlagenbetreibenden einen Beitrag zur Netzstabilität leisten: durch Erbringung von Systemdienstleistungen bei Windenergieanlagen und die Nutzung von virtuellen Kraftwerken, Lastmanagement und Energiespeichern. Die Empfehlungen des Erfahrungsberichts für ein neu gestaltetes Einspeisemanagement werden umgesetzt.

3. Marktintegration

Schließlich werden die Weichen für eine Weiterentwicklung des Fördermechanismus gestellt, der eine graduelle wirtschaftliche Integration Erneuerbarer Energien in den Energiemarkt ermöglicht. Insbesondere werden eine Marktöffnung ab der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber und die Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien auf dem Verordnungswege realisierbar.

V. Alternativen

Einzige nennenswerte Alternative zu einem Einspeisetarifmodell, wie es das Erneuerbare-Energien-Gesetz darstellt, wäre ein sog. Quotensystem. In diesem werden keine festen, nach Sparten differenzierten Abnahmepreise für Strom aus Erneuerbaren Energien, sondern lediglich Mengenziele festgelegt. Aktuelle Untersuchungen der Europäischen Kommission (KOM(2005) 627 endg.) und von Sir Nicolas Stern im Auftrag der Regierung des Vereinigten Königreichs haben allerdings festgestellt, dass Einspeisetarife sowohl kostengünstiger (effizienter) als auch wirksamer (effektiver) sind. Das EEG ist gerade vor diesem Hintergrund ein legitimes, besonders geeignetes, in jeder Hinsicht erforderliches und in der Gesamtabwägung angemessenes Instrument zur Markteinführung Erneuerbarer Energien.

VI. Mitteilungspflichten

Es werden mit dem Gesetzentwurf keine neuen Mitteilungspflichten, administrativen Pflichten oder Genehmigungsverfahren eingeführt oder erweitert.

VII. Gesetzesfolgen

1. Gewollte und ungewollte Auswirkungen

a) Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 hat sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf 71 Mrd. Kilowattstunden im Jahr 2006 etwa verdoppelt. Diese Entwicklung ist praktisch ausschließlich

auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz zurückzuführen. Die höchste absolute Zunahme entfällt auf die Windstromerzeugung, wobei seit der Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2004 auch bei der Verstromung von Biomasse und solarer Strahlungsenergie ein deutliches relatives Wachstum zu verzeichnen ist. Der Anteil an der Bruttostromerzeugung hat sich seit dem Jahr 2000 von 6,3 Prozent auf deutlich über 13 Prozent im Jahr 2007 erhöht. Somit entspricht die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mittlerweile der Höhe nach in etwa dem Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas oder der durch das Energieversorgungsunternehmen Energie Baden-Württemberg (EnBW) bereitgestellten Strommenge. Das in § 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der EG-Richtlinie 2001/77/EG formulierte Ausbauziel, bis 2010 einen Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung von mindestens 12,5 Prozent zu erreichen, wurde bereits im Jahr 2007 deutlich übertroffen.

b) Beitrag des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zum Klimaschutz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz leistet einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen. Im Jahr 2006 sind dem EEG mit rund 44 Mio. Tonnen fast die Hälfte der durch Erneuerbare Energien insgesamt bewirkten Kohlendioxid-Einsparungen zuzurechnen (s. dazu ausführlich auch oben Nummer 2).

c) Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auf Natur und Landschaft

Mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien sind Wirkungen auf Natur und Landschaft verbunden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz enthält deshalb Regelungen, um negative Wirkungen zu vermeiden oder zu minimieren. So knüpfen die Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bei der Wasserkraft an einen guten ökologischen Zustand der Gewässer an.

Die Vergütung von Strom aus Fotovoltaikanlagen auf Freiflächen wird an die Aufstellung eines Bebauungsplans gebunden. Als Standorte kommen neben versiegelten Flächen und Konversionsflächen auch intensiv genutzte Ackerflächen in Betracht. Diese müssen allerdings in Gründland umgewandelt werden, um neue Lebensräume für Tiere und Pflanzen zu bieten.

Im Rahmen der Erzeugung von Strom aus Biomasse werden durch das bestehende Regelwerk für die Landwirtschaft in Deutschland die negativen ökologischen Auswirkungen minimiert. Zu einem potenziellen Problemfeld entwickelt sich jedoch der Import von Palmöl für die Stromerzeugung. Zwar wurden 2005 nur etwa 5 bis 6 Prozent der importierten Palmölmenge verstromt. Trotzdem ist der Einsatz kritisch zu bewerten, weil er mit der Vernichtung von tropischen Regenwäldern in Verbindung gebracht wird und in diesem Fall nicht mit der Zielsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vereinbar ist. Um in Zukunft auf negative Entwicklungen in diesem Bereich reagieren zu können, wurde in die Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eine Verordnungsermächtigung aufgenommen, um die Nachhaltigkeit der Stromerzeugung aus Biomasse zu sichern.

Am intensivsten untersucht wurden bisher die Umweltwirkungen der Nutzung der Windenergie. Negative Effekte wie die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, die Störung von Anwohnern und Erholungsuchenden, aber auch von Tieren durch Lärm, Schattenwurf, Lichtreflexe usw. sowie die Kollisionsraten von Vögeln sind aufgrund des bewährten Zusammenspiels der Regelungen des EEG mit dem Raumordnungs- oder Zulassungsrecht, von wenigen Ausnahmen abgesehen, gering.

Neben der Minimierung von möglichen negativen Auswirkungen auf Natur und Landschaft sind die positiven Klimawirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien hervorzuheben. Erneuerbare Energien tragen dazu bei, die Folgeschäden der Klimaänderungen zu vermindern. Dies leistet auch einen Beitrag für den Schutz von Natur und Landschaft (z. B. Verminderung von durch den Klimawandel hervorgerufenem Artenschwund, s. IPCC-Bericht 2007).

d) Einzel- und gesamtwirtschaftliche Aspekte des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Wesentlicher Kostenfaktor des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist derzeit und in absehbarer Zukunft, dass die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gewährten Vergütungen über dem Preis konventionell erzeugten Stroms liegen. Wird dieser anhand von Börsennotierungen nährungsweise bestimmt, verteuerte sich die Strombeschaffung der Energieversorgungsunternehmen im Jahr 2006 um zunächst etwa 3,3 Mrd. Euro. Bei einer – fiktiven – Gleichverteilung der Differenzkosten ergab sich im Jahr 2006 für alle nicht besonders begünstigten (s. u.) Stromabnehmer eine EEG-Umlage von etwa 0,75 Cent pro Kilowattstunde. Als weitere, allerdings deutlich niedrigere Kostenwirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien sind insbesondere der zusätzliche Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie, der EEG-bedingte Teillastbetrieb einzelner Kraftwerke sowie Transaktionskosten und – zukünftig – zusätzliche Netzausbaukosten zu nennen.

Diese Rechnung ist jedoch noch keine vollständige ökonomische Bilanz des EEG. Neben betriebswirtschaftlichen Effekten hat es auch positive gesamtwirtschaftliche Wirkungen. Hierzu zählen die Vermeidung externer Schadenskosten sowie Einsparungen beim Import von Steinkohle und Gas nach Deutschland. Diese beliefen sich 2006 auf etwa 0,9 Mrd. Euro.

e) Innovationen, Umsätze und Arbeitsplätze durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist auch ein wichtiges technologie- und industriepolitisches Instrument. Die im Gesetz vorgegebene Degression der Vergütungssätze übt einen dauerhaften Anreiz aus, dass die Anlagen immer effizienter, zuverlässiger und/oder günstiger angeboten werden müssen, um die Rentabilität von Neuinvestitionen aufrechtzuerhalten. Beispielsweise liegen die heutigen Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen um ca. 60 Prozent niedriger als zu Beginn der Markteinführung Anfang der 1990er-Jahre. Dem Zweck, neue technologische Entwicklungen zu stimulieren und diese zeitnah am Markt umzusetzen, dienen auch die Bonusregelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz. Auf diese Weise konnten im Bereich der Biomassenutzung die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und dessen Einspeisung ins Erdgasnetz angestoßen werden. Gleichzeitig basieren die Anlagen zur Nutzung fes-

ter Biomasse zunehmend auf neuen Technologien wie dem Organic Rankine Cycle, der einen Anlagenbetrieb in Kraft-Wärme-Kopplung auch in relativ kleinen Leistungsbereichen ermöglicht. Beides dient dazu, die Effizienz der Bioenergienutzung zu erhöhen. Insgesamt werden diese Entwicklungen durch umfangreiche Ausgaben für Forschung und Entwicklung unterstützt.

Durch die verschiedenen Maßnahmen zur Förderung Erneuerbarer Energien hat sich inzwischen ein umsatzstarker Markt entwickelt. Im Jahr 2006 wurde mit der Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland ein Umsatz von rund 23 Mrd. Euro erwirtschaftet. Dies entspricht einem Anstieg um etwa 25 Prozent gegenüber dem Vorjahr und fast einer Verdoppelung gegenüber 2004 (12,3 Mrd. Euro). Mit gut 14 Mrd. Euro waren dabei im Jahr 2006 über 60 Prozent des Gesamtumsatzes durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz induziert.

Davon profitieren Unternehmen auf allen Wertschöpfungsstufen: von der Stahlindustrie über den Maschinenbau bis zum Anlagenhersteller, aber auch die Land- und Forstwirtschaft, das Handwerk und Dienstleister. Die so genannten First-mover-Vorteile bei der Nutzung Erneuerbarer Energien mit modernen Technologien zahlen sich für Deutschland auch bereits im Export aus. Nach Erhebungen des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI) betrug die Wertschöpfung der deutschen Windindustrie an allen weltweit produzierten Anlagen und Komponenten 2006 bereits gut 5,5 Mrd. Euro; die Exportquote lag entsprechend bei rund 70 Prozent.

Die positive Entwicklung der Erneuerbaren Energien spiegelt sich auch in entsprechenden Beschäftigungswirkungen wider. Der Branche der Erneuerbaren Energien waren im Jahr 2006 insgesamt rund 236 000 Arbeitsplätze zuzurechnen, wovon mehr als die Hälfte auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz zurückzuführen sind. Gegenüber 2004 hat sich die Zahl der durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz geschaffenen Arbeitsplätze dabei um rund 40 Prozent erhöht.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass in einer Netto-Betrachtung auch dann eine Zunahme der Beschäftigung zu verzeichnen ist, wenn die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien wirksamen, negativen Beschäftigungseffekte (Wegfall von Arbeitsplätzen in der konventionellen Stromwirtschaft, Budgeteffekt) berücksichtigt werden. Laut aktuellen Studien beläuft sich der Netto-Beschäftigungseffekt im Jahr 2006 auf 67 000 bis 78 000 Arbeitsplätze.

2. Kosten für die öffentlichen Haushalte

Durch die Neuregelung entstehen nur geringfügige zusätzliche Kosten für die öffentlichen Haushalte. Die Errichtung der Clearingstelle und die Erstellung des Erfahrungsberichts genauso wie die Tätigkeit des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und der Bundesnetzagentur sind bereits auf Basis der bislang geltenden Rechtslage erfolgt.

Die Aufgaben für die Bundesnetzagentur werden nur geringfügig erweitert. Dies dient der besseren Evaluierung des Gesetzes. Im Gegenzug wird die Ermächtigung zur Schaffung eines Anlagenregisters gestrichen. Es ist davon auszugehen, dass die Bundesnetzagentur die Aufgaben, die ursprünglich das Anlagenregister erfüllen sollte, mit wesentlich weniger Aufwand erfüllen kann, da ihr ein Großteil der relevanten Daten schon heute im Rahmen ihrer Zuständigkeit für die Kontrolle des bundesweiten Ausgleichs zugeleitet werden.

Das Gesetz kann Mehrausgaben durch die Ausweitung der behördlichen Tätigkeit beim Bund verursachen. Sie ergeben sich u. a. aus zusätzlichen Aufgaben der Bundesnetzagentur gemäß § 61. Über etwaige Mehrausgaben wird im Rahmen der Verhandlungen über den Haushalt 2009 entschieden. Dabei werden die Ergebnisse aus der zurzeit laufenden Personalbedarfsermittlung für den gesamten Energiebereich der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen sein. Unmittelbare Kosten für die öffentlichen Haushalte entstehen insoweit, als ihre Strombezugskosten durch eine steigende EEG-Umlage geringfügig höher ausfallen.

3. Kosten für Wirtschaft und Verbraucher

Die künftigen Kosten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes werden wesentlich von der Entwicklung der Vergütungszahlungen und des in Abzug zu bringenden anlegbaren Werts der entsprechenden Strommengen bestimmt. Mit steigenden Strompreisen und sinkenden EEG-Vergütungen sollen künftig in zunehmendem Maße EEG-relevante Strommengen aufgrund attraktiverer Vermarktungsmöglichkeiten nicht mehr über das EEG vergütet, sondern am Markt gehandelt werden. Diese Entwicklung kann dazu führen, dass die nach dem EEG gewährten Vergütungen sowie die hieraus resultierenden Differenzkosten nur noch bis etwa Mitte des nächsten Jahrzehnts ansteigen. Anschließend gehen sie trotz weiterhin zunehmender Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wieder zurück.

Wissenschaftliche Untersuchungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erwarten auf Grundlage des vorgelegten Regierungsentwurfs einen Anstieg der EEG-Differenzkosten von 3,3 Mrd. Euro (2006) auf ein Maximum von etwa 6,2 Mrd. Euro im Jahr 2015* sowie anschließend bis zum Jahr 2030 einen deutlichen und kontinuierlichen Rückgang auf 0,6 Mrd. Euro (2020: 4,9 Mrd. Euro). Bei dieser Rechnung sind die durch erneuerbaren erzeugten Strom vermiedenen Netzentgelte ebenso wenig berücksichtigt wie die Markt- und Preiswirkungen des künftig zunehmend frei gehandelten Stroms aus Erneuerbaren Energien.

Würden die genannten Differenzkosten gleichmäßig an alle in Frage kommenden Stromabnehmer weitergegeben, stiegen die EEG-Kosten auf für alle nicht von der Besonderen Ausgleichsregelung profitierenden Endkunden (neben Haushalten auch andere gewerbliche oder industrielle Abnehmer) rein rechnerisch zunächst von 0,75 Cent pro Kilowattstunde (2006) auf rund 1,5 ct/kWh im Jahr 2015, um danach bis 2030 ebenfalls wieder auf rund 0,2 Cent pro Kilowattstunde zu sinken (2020: 1,2 Cent pro Kilowattstunde).

Die Änderungen, die im vorliegenden Gesetzentwurf gegenüber dem EEG 2004 vorgenommen wurden, bewirken im Jahr 2020 insgesamt einen Anstieg der jährlichen EEG-Differenzkosten um etwa 800 Mio. Euro. Ab Mitte des übernächsten Jahrzehnts führt die erhöhte Degression bei der solaren Stromerzeugung dann zu sinkenden Kosten, die im Jahr 2030 bereits rund 500 Mio. Euro betragen. Zwischen 2009

* Preisbasis hier und im Folgenden: Jahr 2007.

und 2030 führt der Gesetzentwurf gegenüber der aktuellen Rechtslage zu Mehrkosten von insgesamt 7 Mrd. Euro.

Für einen durchschnittlichen Haushaltskunden (Tarifkunden), der im statistischen Mittel rund 1 700 kWh Strom im Jahr verbraucht, entspricht dies zunächst etwa einer Verdoppelung der monatlichen EEG-Umlage von rund 1,10 Euro (2006) auf 2,15 Euro im Jahr 2015. Bis 2030 geht diese dann auf rund 0,30 Euro zurück. Bezogen auf den von der Stromwirtschaft häufig verwendeten Referenzhaushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3 500 kWh ergibt sich ein Anstieg der monatlichen EEG-Kosten von etwa 2,20 Euro (2006) auf ein Maximum von rund 4,40 Euro im Jahr 2015. Anschließend bis 2030 gehen die Kosten deutlich bis auf etwa 0,60 Euro zurück (2020: 3,60 Euro). Die tatsächlichen Kostenwirkungen schwanken in der Praxis allerdings stark in Abhängigkeit vom tatsächlichen Stromverbrauch und der Anzahl der Personen der Haushalte.

Selbst unter der fiktiven Annahme, dass die aktuellen Haushaltsstrompreise konstant blieben, würde der Anteil des EEG lediglich von derzeit etwa 4 Prozent auf knapp 7 Prozent im Jahr 2015 steigen. In der Realität dürften weiterhin steigende Strompreise dafür sorgen, dass die EEG-Umlage zu keinem Zeitpunkt über 6 Prozent des Strompreises betragen wird.

Von den aufgrund des Regierungsentwurfs erhöhten EEG-Kosten sind die von der Besonderen Ausgleichsregelung begünstigten Unternehmen gar nicht bzw. nur in sehr geringem Umfang betroffen, weil ihre EEG-Kosten auf 0,05 Cent pro Kilowattstunde festgeschrieben sind. Für ein gerade nicht privilegiertes Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch von 10 GWh führt der Regierungsentwurf gegenüber der bisherigen Rechtslage 2015 zu jährlichen Mehrkosten von maximal etwa 20 000 Euro. Ein typisches Krankenhaus (Jahresstromverbrauch 2 GWh) hätte dann Kostenerhöhungen von etwa 4 000 Euro zu tragen; in beiden Fällen mit sinkender Tendenz.

4. Bürokratiekosten

Auch im Bereich der Bürokratiekosten ergeben sich nur wenige Änderungen gegenüber dem Vorgängergesetz.

Im Saldo verringert die Neufassung des Gesetzes die Bürokratiekosten erheblich.

Neue Informationspflichten werden nur vereinzelt und mit geringen Bürokratiekosten normiert. Im Gegenzug werden Informationspflichten mit erheblichen Bürokratiekosten abgeschafft.

a) Neue Informationspflichten

1. Die Begünstigten der besonderen Ausgleichsregelung unterliegen einer neuen Informationspflicht. Sie müssen nach § 48 zum Zweck der Evaluierung der besonderen Ausgleichsregelung Auskunft erteilen. Schon nach § 16 Abs. 8 EEG 2004 gibt es die Möglichkeit, im Rahmen des Erfahrungsberichts auch die Auswirkungen des § 16 EEG 2004 auf die begünstigten Firmen zu untersuchen, da danach § 16 Gegenstand des Erfahrungsberichts ist. Allerdings gab es bisher keine ausdrückliche Auskunftspflicht der Unternehmen.

Diese Pflicht ist erforderlich, da die Daten anderweitig nicht beschafft werden konnten, aber benötigt werden, um die Ausnahmeregelung zu evaluieren. Die besondere Ausgleichsregelung belastet die nicht privilegierten Stromverbraucher in erheblichem Maße, so dass eine Überprüfung der Rechtfertigung dieser Regel im gesamtstaatlichen Interesse erforderlich ist.

Für die auskunftspflichtigen Unternehmen erhöht sich der Aufwand, allerdings in vertretbarem Maße. Für eine aussagefähige Studie müssen ca. 100 Unternehmen befragt werden. Eine solche Befragung wird etwa alle vier Jahre zur Erstellung des Erfahrungsberichts durchgeführt werden. Dadurch ergeben sich im Schnitt 25 befragte Unternehmen im Jahr. Für das Ausfüllen der Befragungsbögen und die Rücksendung inklusive Aufbereitung der abgefragten Daten können maximal zwei Arbeitstage je Unternehmen veranschlagt werden. Bei einem angenommenen mittleren Qualifikationsniveau läge der Stundensatz bei 38 Euro. Somit entstehen pro Unternehmen maximal Kosten in Höhe von 608 Euro. Bei 25 Fällen im Jahr betragen die Gesamtkosten pro Jahr 15 200 Euro.

2. Daneben wird eine Regelung neu eingeführt, die Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren Energien verpflichtet, Strommengen an die Bundesnetzagentur zu melden, die sie selbst vermarkten. Die Regelung soll die Evaluation des EEG erleichtern. Auch ist sie nötig, um sicherzustellen, dass die Bundesrepublik Deutschland ihre Berichtspflichten gegenüber der Europäischen Union zur Strommenge aus Erneuerbaren Energien erfüllen kann. Die Zahl derjenigen, die Strom selbst vermarkten, sagt etwas über die Konkurrenzfähigkeit von Strom aus Erneuerbaren Energien und über die Förderbedürftigkeit aus. Diese Daten sind zur Evaluation des Gesetzes erforderlich und können auf anderem Wege nicht erlangt werden. Die Gesamtkosten lassen sich nicht abschätzen. Es ist völlig unklar, wie viele Unternehmen nach der Neuregelung der Selbstvermarktung von dieser Möglichkeit Gebrauch machen werden, da die Anzahl wesentlich von der konkreten Ausgestaltung der Selbstvermarktung abhängt. Dies soll jedoch erst durch eine Verordnung erfolgen.

Die Kosten für ein einzelnes Unternehmen sind gering. Die Übermittlung der Summe des erzeugten Stroms dürfte nicht mehr als 10 Minuten in Anspruch nehmen und von einer Person mit einer einfachen Qualifikation durchgeführt werden können, so dass bei einem Stundenlohn von 25,20 Euro pro Unternehmen und Jahr Kosten in Höhe von unter 5 Euro anfallen.

3. Eine weitere neue Informationspflicht besteht für Biogasanlagen, die einen Bonus für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe (Nawaro-Bonus) in Anspruch nehmen und neben nachwachsenden Rohstoffen auch andere Biomasse einsetzen. Diese müssen zukünftig durch eine Bescheinigung eines Umweltgutachters oder einer Umweltgutachterin nachweisen, in welchem Verhältnis sie die Stoffe eingesetzt haben. Anhand dieses Nachweises kann der Netzbetreiber ermitteln, für welchen Anteil des Stroms ein Anspruch auf die Zahlung eines Nawaro-Bonus besteht. Diese Regel war im EEG 2004 nicht erforderlich, weil nach dem alten Gesetz Anlagen, die einen Nawaro-Bonus erhalten wollten, ausschließlich nachwachsende Rohstoffe einsetzen durften.

Es ist schwer zu schätzen, wie viele Anlagen betroffen sind. Insgesamt gibt es ungefähr 3 200 Biomasseanlagen. Davon

sind ca. 2 100 Nawaro-Anlagen. Nicht alle Nawaro-Anlagen sind Biogasanlagen, so dass die Zahl der potenziell in Frage kommenden jedenfalls unter den oben geschätzten 2 100 liegt. Außerdem werden bei weitem nicht alle Anlagen neben den nachwachsenden Rohstoffen weitere Rohstoffe einsetzen. Vielmehr wird dies eher einen kleinen Teil betreffen, gerade weil viele Nawaro-Anlagen feste Lieferverträge für lange Zeiträume abgeschlossen haben. Selbst wenn man davon ausgeht, dass 25 Prozent zukünftig andere Biomasse beimischen, wären nur 525 Anlagen betroffen. Geht man davon aus, dass eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter einen halben Tag zur Überprüfung der Einsatzstoffe braucht und der Tagessatz einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters bei ca. 700 Euro liegt, kostet dieses Gutachten etwa 450 Euro. Insgesamt fallen demnach Kosten in Höhe von 236 250 Euro pro Jahr an. Allerdings muss betont werden, dass Anlagenbetreibende im Gegenzug freier bei der Wahl ihrer Einsatzstoffe werden. Ein Gutachten werden nur Landwirte erstellen lassen, für die sich der gemischte Einsatz trotz der niedrigeren Vergütung und der Kosten für das Gutachten lohnt.

4. Weiterhin ergibt sich aus Anlage 4 eine neue Pflicht. Durch die Neufassung des EEG wurde für Geothermieanlagen ein Wärmenutzungsbonus neu eingeführt. Um überprüfen zu können, ob einer Anlage dieser Bonus zusteht, müssen die Anlagenbetreibenden einmalig bei Inbetriebnahme der Anlage mittels Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters nachweisen, dass mindestens ein Fünftel der Wärme ausgekoppelt wird und die Wärmenutzung fossile Energieträger ersetzt. Der Wärmenutzungsbonus ist sinnvoll, um sicherzustellen, dass Anlagenbetreibende diese effiziente Form der Geothermieanlage bauen und keine reinen Stromerzeugungsanlagen. Das Umweltgutachten soll sicherstellen, dass die ausgekoppelte Wärme sinnvoll genutzt wird. Es ist nur einmalig bei Inbetriebnahme vorzulegen, d. h. bei einer angenommen Betriebsdauer von mindestens 20 Jahren und bei ca. zehn bis 2 015 in Betrieb gehenden Anlagen, 0,5 Mal pro Jahr. Nimmt man an, dass ein Umweltgutachten 450 Euro kostet, entstehen jährliche Kosten in Höhe von 225 Euro.

b) Geänderte Informationspflichten

Weiterhin wurde eine Nachweispflicht geändert. Zur Erlangung des Nawaro-Bonus, also einer erhöhten Vergütung für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen, mussten Anlagenbetreibende bisher anhand eines Einsatzstofftagebuchs ihre Einsatzstoffe belegen. In Zukunft muss der Einsatz nachwachsender Rohstoffe durch ein Umweltgutachten belegt werden. Diese Pflicht wird eingeführt, um Missbrauch zu begegnen. Die Netzbetreiber, die bisher die Einsatzstofftagebücher prüfen mussten, sind hierzu häufig nicht hinreichend qualifiziert. Dies leistet einer missbräuchlichen oder fälschlichen Gewährung des Nawaro-Bonus Vorschub.

Durch die Pflicht, als Beleg für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe ein Gutachten vorzulegen, entstehen Mehrkosten für die Anlagenbetreibenden, die diese Gutachten einholen müssen. Auf der anderen Seite erspart das Gutachten den Netzbetreibern die Überprüfung der Einsatzstofftagebücher, so dass für die Netzbetreiber durch die Änderung weniger Bürokratiekosten anfallen.

Die Pflicht betrifft bestehende wie auch neue Anlagen, die mit nachwachsenden Rohstoffen betrieben werden. Insgesamt gibt es derzeit ungefähr 3 200 Biomasseanlagen, davon sind ungefähr zwei Drittel Anlagen, die nachwachsende Rohstoffe einsetzen. Demnach sind derzeit gut 2 100 Anlagen betroffen. Die Anlagenbetreibenden rechnen in der Regel einmal im Jahr mit den Netzbetreibern ab, müssen also ein Mal im Jahr Gutachten beauftragen. Die Kosten für die Erstellung des Gutachtens betragen nach Schätzungen ungefähr 450 Euro, wenn man davon ausgeht, dass eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter das Einsatzstofftagebuch innerhalb eines halben Tages prüft. Insgesamt ergeben sich hieraus Belastungen in Höhe von 945 000 Euro.

Demgegenüber stehen jedoch Entlastungen bei den Netzbetreibern. Diese müssen nun nicht mehr jedes einzeln eingereichte Einsatzstofftagebuch überprüfen. Eine solche Überprüfung dauert sicherlich 8 Arbeitsstunden pro Tagebuch, da die Netzbetreiber im Gegensatz zu den Umweltgutachterinnen und -gutachtern keine Experten auf dem Gebiet sind. Trotzdem kann eine ordentliche Prüfung nur von einer hochqualifizierten Person mit einem durchschnittlichen Stundenlohn von 54,80 Euro erfolgen. Angesichts der geschätzten 2 100 Fälle werden Kosten in Höhe von 920 640 Euro erspart. Insgesamt ergibt sich so eine Erhöhung der Bürokratiekosten um gut 24 000 Euro pro Jahr. Diesen leicht erhöhten Bürokratiekosten steht allerdings eine erhebliche Steigerung der Qualität der Prüfung gegenüber. Diese bessere Prüfung hilft Missbrauch und Irrtümer zu vermeiden und könnte über niedrigere Kosten für Strom aus Biomasse letztlich alle Stromkonsumenten entlasten.

Es gibt weitere Informationspflichten in diesem Gesetzentwurf. Diese sind jedoch inhaltlich weitgehend unverändert geblieben und werden deshalb in der nachstehenden Tabelle nur aufgeführt.

c) Unveränderte Informationspflichten und ihre Standorte nach altem und neuem Recht

Standort in Artikel 1 des Entwurfs	Standort im EEG 2004	Informationspflicht
§ 5 Abs. 5	Entspricht § 4 Abs. 4	Wechselseitige Vorlage von Netz- und Anlagendaten durch Netz- und Anlagenbetreibende auf Antrag des jeweils anderen
§ 23 Abs. 5	Leicht veränderte Pflicht entspricht § 6 Abs. 3	Pflicht zum Nachweis der Erfüllung ökologischer Anforderungen an Wasserkraftanlagen. Früher war dieser Nachweis nur durch Vorlage einer behördlichen Bescheinigung möglich. Heute können Anlagenbetreibende stattdessen auch das Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters vorlegen.

Standort in Artikel 1 des Entwurfs	Standort im EEG 2004	Informationspflicht
§ 29 Abs. 3	Pflicht fast inhaltsgleich mit § 10 Abs. 4 Satz 1 EEG 2004	Anlagenbetreibende müssen gegenüber dem Netzbetreiber auf dessen Verlangen durch Vorlage eines Gutachtens den Referenzertrag darlegen.
§ 45	Inhaltsgleich mit § 14a Abs. 1	Allgemeinklausel für die Pflichten zur gegenseitigen Information zum Zweck des bundesweiten Ausgleichs zwischen Anlagenbetreibenden, Netzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen
§ 46	Inhaltsgleich mit § 14a Abs. 2	Informationspflichten der Anlagenbetreibenden gegenüber den Netzbetreibern im Rahmen der Pflicht des § 45
§ 47	Annähernd inhaltsgleich mit § 14a Abs. 3 Satz 1 und 2	Informationspflichten der Netzbetreiber gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Pflicht des § 45
§ 48	Inhaltsgleich mit § 14a Abs. 3 Satz 3 und Abs. 4	Informationspflichten der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber der Öffentlichkeit und den Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen der Pflichten aus § 45 ff.
§ 49	Annährend inhaltsgleich mit § 14a Abs. 5	Informationspflichten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Pflicht aus § 45 ff.
§ 50	Annähernd inhaltsgleich mit § 14a Abs. 7	Testatspflichten ergänzend zu den §§ 47, 48 und 49
§ 51 Abs. 1 und 3	Mit kleinen Anpassungen inhaltsgleich mit § 14a Abs. 8	Informationspflichten der Netzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur zur Überprüfung des Wälzungsmechanismus
§ 52	Inhaltsgleich mit § 15 Abs. 2	Informationspflichten der Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenüber der Öffentlichkeit über den Wälzungsmechanismus

Eine Kostenabschätzung des EEG 2004 ist noch nicht erfolgt, die Informationspflichten wurden aber erfasst und liegen dem Statistischen Bundesamt zur Messung vor.

Im Übrigen entstehen keine neuen Bürokratiekosten i. S. v. § 2 Abs. 1 des Gesetzes zur Einsetzung eines Nationalen Normenkontrollrats.

d) Abschaffung und Vereinfachungen von Informationspflichten

Antragstellende für die Förderung nach der besonderen Ausgleichsregelung müssen in Zukunft nicht mehr nachweisen, für den bezogenen Strom aus Erneuerbaren Energien Differenzkosten entrichtet zu haben. Damit entfällt auch die Notwendigkeit für eine Wirtschaftsprüferbescheinigung über die Differenzkosten bei dem jeweiligen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Dieser Verzicht auf die EVU-Bescheinigung befreit die Begünstigten künftig von einer wesentlichen administrativen Hürde und einem Unsicherheitsfaktor im Antragsverfahren. Gleichzeitig sind in den nächsten Jahren Ersparnisse in einer Größenordnung von etwa 825 000 Euro im Jahr zu erwarten. Der Schätzung der Kosten liegen folgende Annahmen zugrunde:

Die Anzahl der Abnahmestellen im Begünstigungszeitraum 2007 lag bei etwa 500, die Zahl dürfte bis zum Jahr 2010 auf etwa 550 steigen, da insbesondere aufgrund steigender Strompreise die Zahl der anspruchsberechtigten Unternehmen steigt. Die durchschnittlichen Kosten einer EVU-Bescheinigung für die Antragsteller und Antragstellerinnen einschließlich des dort anfallenden Bearbeitungsaufwands dürften im Einzelfall stark schwanken; im Durchschnitt erscheint der Ansatz von 1 500 Euro pro Abnahmestelle als – konservative – Abschätzung realistisch.

Die Neufassung des EEG erleichtert daneben künftig auch die Ausweisung von Differenzkosten durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Ihnen wird jetzt die Möglichkeit für eine schematisierte Differenzkostendarstellung eingeräumt. Dies verringert den Aufwand erheblich. Nach der Vorgängerregelung in § 15 Abs. 1 EEG 2004 musste die Berechnung der EEG-Differenzkosten jeweils mittels einer Wirtschaftsprüferbescheinigung nachgewiesen werden, sofern Differenzkosten ausgewiesen werden sollten. Es ist schwierig zu schätzen, wie hoch die Gesamtkosten hierfür waren, zumal die betroffenen Unternehmen in aller Regel ohnehin Wirtschaftsprüferdienstleistungen in Anspruch nehmen dürften. Wird – erneut im Sinne einer konservativen Annäherung – davon ausgegangen, dass lediglich 500, d. h. gut die Hälfte, aller Elektrizitätsversorgungsunternehmen Differenzkosten ausweisen und für die o. g. Bescheinigungen jeweils Zusatzkosten von 1 500 Euro entstanden, ermöglicht die Änderung des EEG künftig Einsparungen von 750 000 Euro im Jahr.

Insgesamt stehen damit neuen Belastungen in einer Höhe von gut 280 000 Euro Entlastungen in einer Höhe von gut 1,5 Mio. Euro pro Jahr gegenüber. Damit liegen die Kosten erheblich unterhalb der Entlastungen durch das vereinfachte Berechnungsverfahren für die Differenzkosten.

VIII. Zeitliche Geltung

Eine Befristung des Gesetzes kommt nicht in Betracht. Seine unbefristete Geltung garantiert die erforderliche In-

vestitionssicherheit und schafft die Voraussetzungen für die vorgesehene langfristige Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. Eine periodische Evaluierung des Gesetzes ist vorgesehen.

IX. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Die Wahrnehmung von Aufgaben nach diesem Gesetz durch die Bundesnetzagentur und die EEG-Clearingstelle vermeidet zivilrechtliche Rechtsstreitigkeiten zwischen den privaten Akteuren und führt so zu einer höheren Effizienz des Gesamtsystems.

Der vorliegende Entwurf vereinfacht darüber hinaus die komplexen bisherigen Regelungen erheblich und ist so deutlich anwenderfreundlicher.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz überlässt den Ausbau der Erneuerbaren Energien den Marktakteuren und regelt nur den Rahmen, in dem diese agieren. Die Einhaltung des Gesetzes wird über die Möglichkeit des Rechtsschutzes durch die ordentliche Gerichtsbarkeit sichergestellt.

X. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union

Der Europäische Gerichtshof hat in der Entscheidung Preussen-Elektra festgestellt, dass das frühere Stromeinspeisungsgesetz mit den Beihilfevorschriften und den Regelungen über den freien Warenverkehr vereinbar ist. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist – soweit es für die europarechtliche Beurteilung relevant ist – mit der Konstruktion des Stromeinspeisungsgesetzes identisch und daher ebenfalls mit dem Beihilfenrecht des EG-Vertrages vereinbar. Folgerichtig hat die Europäische Kommission am 22. Mai 2002 entschieden, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz keine staatliche Beihilfe im Sinne des EG-Vertrages darstellt.

Die Ausführungen des Gerichtshofs, mit denen er die Vereinbarkeit des Stromeinspeisungsgesetzes mit der Warenverkehrsfreiheit bejaht hat, sind grundsätzlich ebenfalls auf das EEG übertragbar. Allerdings geht seit dem 27. Oktober 2001 die Richtlinie 2001/77/EG als Sonderregelung den Vorschriften des EGV über den freien Warenverkehr vor. Mit den Vorschriften dieser Richtlinie ist das EEG ebenfalls vereinbar.

Diese Beurteilung hat auch nach Inkrafttreten der sog. Beschleunigungsrichtlinie (2003/54/EG) Bestand. Im Übrigen ist Artikel 28 EG seit dem Inkrafttreten der Richtlinie 2001/77/EG nicht mehr auf die mitgliedstaatlichen Förderpolitiken für Strom aus Erneuerbaren Energien anwendbar.

XI. Auswirkungen auf die Gleichstellung von Männern und Frauen

Das Gesetz hat in der vorgeschlagenen Fassung keine Auswirkungen auf die Gleichstellung von Frauen und Männern. Es wendet sich unmittelbar an die Betreiberinnen und Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und von Stromnetzen und hat mittelbare Auswirkungen auf die Verbraucherinnen und Verbraucher von Strom. Die Wirkungen treten unabhängig vom Geschlecht der Betroffenen ein. Auswirkungen auf die unterschiedlichen Lebenssituationen von Frauen und Männern sind nicht zu erwarten.

In dem Gesetzestext werden entsprechend den Empfehlungen des Redaktionsstabs der Gesellschaft für deutsche Sprache beim Deutschen Bundestag bei der Bezeichnung natürlicher Personen grundsätzlich auch weibliche Personen ausdrücklich genannt. Teilweise wird dabei auch mit geschlechterübergreifenden, neutralen oder abstrakten Formulierungen gearbeitet. Hingegen verwendet der Gesetzestext vor allem dann, wenn die bezeichneten Personen überwiegend juristische Personen sind, das generische Maskulinum.

B. Zu den einzelnen Vorschriften

Zu Artikel 1 (Erneuerbare-Energien-Gesetz)

Zu Teil 1 (Allgemeine Vorschriften)

Zu § 1 (Zweck des Gesetzes)

Die Vorschrift normiert den Zweck des Gesetzes. Die Änderungen des § 1 gegenüber der bisherigen Fassung des EEG greifen die Beschlüsse des Europäischen Rates vom 8. und 9. März 2007 und des G8-Gipfels Heiligendamm vom 6. bis 8. Juni 2007 auf. Zugleich wird die mit dem EEG von 2004 verbesserte Planungs- und Investitionssicherheit für Investoren erhalten.

§ 1 ist ebenso bindend wie die übrigen Vorschriften des EEG und zentraler Maßstab für Interpretation und Auslegung des Gesetzes.

Zu Absatz 1

Absatz 1 benennt die Motive für das Gesetz. Diese Motive stellen eine Konkretisierung der Staatszielbestimmung Umweltschutz des Artikels 20a GG im Bereich der Elektrizitätsversorgung dar. § 1 Abs. 1 enthält damit auch die wichtigsten Rechtfertigungsgründe für die teilweise mit dem EEG einhergehenden Grundrechtseingriffe.

Es ist zentraler Zweck des Gesetzes, Klima und Umwelt zu schützen. Das Gesetz stellt damit ein Instrument zur Umsetzung der in der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vereinbarten Ziele und der Klimastrategie der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland dar. Der bislang gesondert genannte Schutzgegenstand Natur ist Teil der Umwelt und wird daher zukünftig nicht mehr gesondert aufgeführt. Auch wenn der Zweck Natur- und Umweltschutz nicht mehr wie bisher ausdrücklich in Absatz 1 wiederholt wird, ergibt sich daraus daher keine inhaltliche Änderung, insbesondere keine Abschwächung des Natur- und Umweltschutzes.

Klima- und Umweltschutz sind keine Gegensätze, sondern bedingen sich gegenseitig und stehen gleichrangig nebeneinander. Im heutigen Energiesystem sind mit dem Abbau, der Förderung und dem Transport von Uran, Kohle, Erdgas und Erdöl schwerwiegende Eingriffe in das Ökosystem verbunden. Es werden langfristige und teilweise irreversible Eingriffe in Natur und Landschaft vorgenommen. Mit der Nutzung Erneuerbarer Energien sind dagegen bei guter fachlicher Praxis und Stand der Anlagentechnik keine schwerwiegenden Eingriffe in das Ökosystem verbunden. Der Einsatz Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung schont darüber hinaus die fossilen und nuklearen Energieressourcen und geht in der Regel mit deutlich geringeren Schadstoffemissionen einher. Erneuerbare Energien tragen

daher dazu bei, die Auswirkungen der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs insgesamt auf das Ökosystem zu verringern.

Die zunehmende Nutzung Erneuerbarer Energien besitzt eine besondere Bedeutung für die Verwirklichung der Grundsätze des Naturschutzes und der Landschaftspflege. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass nach aktuellen wissenschaftlichen Forschungen mehr als eine Million Pflanzen- und Tierarten durch die zunehmende Erwärmung der Erdatmosphäre infolge des anthropogenen Treibhauseffekts vom Aussterben bedroht werden. Bei dem Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien sind die allgemeinen naturschutzrechtlichen Vorschriften, insbesondere das Bundesnaturschutzgesetz und das Wasserhaushaltsgesetz, zu beachten.

Der Schutz von Klima und Umwelt soll durch eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglicht werden. Das heutige System der Energieversorgung in Deutschland erfüllt die Anforderung der Nachhaltigkeit nicht, da es im Wesentlichen auf begrenzt verfügbaren fossilen Energieträgern und der Kernenergie beruht. Die damit verbundenen Probleme eines hohen Kohlendioxid-Ausstoßes bzw. des Risikos eines in seinen Auswirkungen unübersehbaren Unfalls in einem Atomkraftwerk sowie der ungelösten Frage der Lagerung radioaktiver Reststoffe entsprechen nicht den Anforderungen an ein nachhaltiges Energieerzeugungssystem. Der Wandel der Energieversorgungsstrukturen durch die Substitution fossiler Brennstoffe sowie der Kernenergie durch Erneuerbare Energien trägt dazu bei, diese Probleme zu lösen. Erneuerbare Energien stehen nach menschlichen Maßstäben unbegrenzt zur Verfügung, haben vergleichsweise geringe Umweltauswirkungen und erfüllen daher die Anforderungen, die aus dem Postulat einer nachhaltigen Entwicklung folgen.

Eine Entwicklung hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung ist aus Gründen des Klimaschutzes unaufschiebbar. Bereits heute sind Auswirkungen des von Menschen verursachten überhöhten Kohlendioxid-Ausstoßes wie Hochwasser oder Dürreperioden auch in Deutschland spürbar. Wissenschaftliche Untersuchungen, insbesondere des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) prognostizieren eine deutliche Verschärfung der Situation. Nur ein entschlossenes Umsteuern kann diese Entwicklung abfedern und zum Stoppen bringen.

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich deshalb zur Abmilderung der Folgen des Klimawandels im Rahmen des Kyoto-Prozesses verpflichtet, ihren Ausstoß von Treibhausgasen bis zur Zielperiode 2008 bis 2012 um 21 Prozent zu verringern. Dem Erneuerbare-Energien-Gesetz kommt in diesem Zusammenhang eine große Bedeutung zu. Es leistet einen wichtigen Beitrag für die Erreichung der Kohlendioxid-Minderungsziele. Wie auch der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) in seinen Empfehlungen anlässlich der von der Bundesregierung ausgerichteten Internationalen Konferenz für Erneuerbare Energien „renewables 2004“ dargelegt hat, ist eine nachhaltige Energienutzung darüber hinaus unverzichtbar für die Bekämpfung der Armut in den Entwicklungsländern, um auch dort den Zugang zu modernen Energiedienstleistungen zu ermöglichen.

Absatz 1 hebt einzelne Aspekte einer nachhaltigen Energieversorgung besonders hervor: die Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch Einbeziehung langfristiger nachteiliger externer Effekte der Energieversorgung, die Schonung fossiler Energieressourcen und die technologische Entwicklung.

Hintergrund hierfür ist die Erwartung, dass die Erzeugungspreise für konventionell erzeugten Strom insbesondere wegen der Verknappung fossiler Energieträger weiter deutlich steigen werden und so zumindest langfristig höher liegen werden als diejenigen des Strommix aus Erneuerbaren Energien. Die einzelnen Sparten der Erneuerbaren Energien erreichen dabei zu deutlich unterschiedlichen Zeitpunkten die Wirtschaftlichkeitsschwelle. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien leistet somit einen wichtigen Beitrag, dauerhaft eine gleichermaßen sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung zu gewährleisten.

Ein ausdrücklicher normierter Zweck des Gesetzes liegt dabei darin, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern. Schon heute ist der Einsatz Erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Strom auch aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll, da er maßgeblich dazu beiträgt, insbesondere die langfristigen Klimafolgeschäden zu verringern, deren Kosten voraussichtlich deutlich über den für die Umstellung auf eine nachhaltige Energieversorgung erforderlichen Kosten liegen werden. Der Marktpreis für konventionellen Strom entspricht nicht den tatsächlichen gesamtwirtschaftlichen Kosten, da externe Effekte der konventionellen Stromerzeugung wie langfristige Klimafolgeschäden nur zum Teil im Preis berücksichtigt werden. Das EEG leistet einen Beitrag zur verursachergerechten Berücksichtigung dieser unterschiedlichen externen Kosten der Stromerzeugung. Dies haben Untersuchungen im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ergeben.

Betrachtet man den Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Klimaschutz, so wird deutlich, dass sich die Einspeisevergütungsregelung für Strom aus Erneuerbaren Energien im StrEG und im EEG ein wichtiges Instrument zur Senkung der CO_2-Emissionen in Deutschland erwiesen hat. Durch die seit 1990 entsprechend geförderten Anlagen wurden im Jahr 2006 rund 44 Mio. Tonnen CO_2 eingespart (2005: rund 38 Mio. Tonnen CO_2), die ohne diese Regelung durch fossile Stromerzeugung emittiert worden wären. Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 gingen die gesamten CO_2-Emissionen Deutschlands durchschnittlich um 18 Mio. Tonnen jährlich zurück, während durch die über das EEG seit 2000 geförderten zusätzlichen Strommengen aus Erneuerbaren Energien mehr als 32 Mio. Tonnen CO_2 eingespart wurden. Ohne die seit dem Jahr 2000 neu in Betrieb gegangenen EEG-Anlagen wären die CO_2-Emissionen in Deutschland nicht gesunken, sondern gestiegen. Die energiebedingte CO_2-Minderung hätte ohne die gesamte EEG-Strommenge seit 1990 statt 16 Prozent nur 11 Prozent betragen, so dass Deutschland seine Minderungspflichten aus dem Kyoto-Protokoll vermutlich ohne das EEG nicht erfüllen könnte.

Zweck des Gesetzes ist es weiterhin, fossile und nukleare Ressourcen zu schonen. Dieser Zweck hat einen mehrschichtigen Hintergrund. Dazu gehören einerseits die Abhängigkeit

Deutschlands von Energieimporten, andererseits die Vorsorge für künftige Generationen und schließlich die Gefahr von Konflikten um knappe Energieressourcen. In der bislang geltenden Fassung war der Zweck, einen Beitrag zur Verminderung von Konflikten um fossile Energieressourcen zu leisten, auch ausdrücklich aufgeführt. Die redaktionelle Anpassung stellt insoweit keine inhaltliche Änderung dar, sondern subsumiert diesen Zweck unter den Zweck der Ressourcenschonung.

Im Strommarkt sind insbesondere die potenziell zunehmenden Lieferabhängigkeiten bei Erdgas zu nennen, die auch ökonomische Risiken bergen. Die Energiepreisanstiege der letzten Jahre sprechen für sich: Allein zwischen 2003 und 2005 stiegen die saldierten Ausgaben für Energieimporte von 34 Mrd. Euro auf 51,4 Mrd. Euro, also um über 50 Prozent. Daraus ergaben sich Auswirkungen auf die allgemeine Teuerungsrate, denn nach Angaben des Statistischen Bundesamtes betrug der Anstieg der Verbraucherpreise im Zeitraum von Oktober 2006 bis zum Oktober 2007 2,4 Prozent, wovon allein 0,2 Prozentpunkte dem Anstieg der Preise für Heizöl und Kraftstoffe zuzurechnen waren.

Demgegenüber erwarten aktuelle Untersuchungen einen Anstieg der EEG-Differenzkosten von 3,3 Mrd. Euro (2006) auf ein Maximum von etwa 6,2 Mrd. Euro im Jahr 2015 (Preisbasis 2007) sowie anschließend einen deutlichen und kontinuierlichen Rückgang auf 0,6 Mrd. Euro im Jahr 2030 (2020: 4,9 Mrd. Euro). Dies ist allerdings noch keine vollständige ökonomische Bilanz des EEG. Neben einigen weiteren Kostenwirkungen sind auch verschiedene ökonomisch relevante Nutzenaspekte unberücksichtigt, z. B. die Vermeidung externer Schadenskosten.

Erneuerbare Energieressourcen sind nach menschlichen Maßstäben unerschöpflich. Eine Abschätzung des realisierbaren Potenzials an Erneuerbaren Energien in Deutschland ergibt nach einschlägigen Studien, dass ein Großteil des derzeitigen Energiebedarfs auf der Basis Erneuerbarer Energien gedeckt werden kann, wenn es gelingt, diese Potenziale langfristig wirtschaftlich zu erschließen. Daher kann das EEG auch zukünftig zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit beitragen.

Der Klimawandel hat das Potenzial, unsere natürliche Umwelt und die Weltwirtschaft schwer zu schädigen, und seine Bekämpfung ist eine der größten Herausforderungen, vor denen die Menschheit steht. Den jüngsten IPCC-Bericht und seine Erkenntnisse hat die Weltgemeinschaft mit Besorgnis zur Kenntnis genommen. Dringende und abgestimmte Maßnahmen sind notwendig.

Schließlich ist es Zweck des Gesetzes, die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern, um durch technische und wirtschaftliche Innovationen im Interesse geringerer volkswirtschaftlicher Kosten und eines verbesserten Umweltschutzes eine höhere Effizienz zu erreichen. Um die mittel- und langfristigen in Absatz 2 genannten Ziele zu erreichen und gleichzeitig die Effizienz zu steigern sowie die Kosten zu senken, müssen die Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien laufend fortentwickelt werden. Dies trifft insbesondere für die Fotovoltaik zu. Um diesen Prozess zu fördern, werden die Vergütungssätze dieses Gesetzes nach Energieträgern und teilweise auch technologiespezifisch differenziert sowie degressiv ausgestaltet. Dadurch wird ein Anreiz zu Innovation und Effizienz gesetzt. Darüber hinaus ist die reale Preisentwicklung zu berücksichtigen. Ziel ist es, die Techniken zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien möglichst schnell zur vollständigen preislichen Konkurrenzfähigkeit gegenüber den konventionellen Energien zu verhelfen. Aufgrund der durch dieses Gesetz geförderten Technologieentwicklung werden in diesen Branchen aber auch zukunftsfähige Arbeitsplätze geschaffen und gesichert. Die deutsche Industrie erhält durch die von diesem Gesetz im Interesse des globalen Umweltschutzes ausgehende Entwicklung als Nebeneffekt einen Innovationsvorsprung, der ihre Chancen auf dem wachsenden Weltmarkt verbessert.

Zu Absatz 2

In Absatz 2 wird ein konkretes – aber nicht einklagbares – Zwischenziel für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien benannt, das durch das EEG erreicht werden soll. Die Bezifferung des konkreten Ausbauziels für den Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2020 bietet den Akteuren der Energiewirtschaft die notwendige Orientierung über die kurz- und mittelfristig beabsichtigte Entwicklung des Elektrizitätssektors und schafft somit Planungssicherheit.

Bis Mitte des Jahrhunderts sollen entsprechend der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung Erneuerbare Energien rund die Hälfte des Energiebedarfs in Deutschland decken. Hierfür ist ein weiterer kontinuierlicher Ausbau nach 2030 erforderlich. Dass eine solche Entwicklung auch ohne den Einsatz von Kernenergie sowohl wirtschaftlich als auch technisch möglich ist, wird in verschiedenen durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit veranlassten wissenschaftlichen Untersuchungen belegt. Voraussetzung für das Erreichen dieses Langfristziels ist, dass die Erneuerbaren Energien mittel- bis langfristig ihre Wettbewerbsfähigkeit erlangen. Darüber hinaus ist erforderlich, dass die Energieeffizienz gesteigert wird und Energiesparmaßnahmen greifen, damit so der Gesamtstromverbrauch gesenkt wird.

Zu § 2 (Anwendungsbereich)

§ 2 regelt den sachlichen und räumlichen Anwendungsbereich des Gesetzes. Sachlich behandelt die Vorschrift in Nummer 1 den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas an die Elektrizitätsnetze für die allgemeine Versorgung und in Nummer 2 die Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung des in diesen Anlagen erzeugten Stroms durch die Netzbetreiber, wobei sich die Details aus den weiteren Vorschriften des Gesetzes ergeben. In Nummer 3 wird auf den im Gesetz geregelten bundesweiten physikalischen und finanziellen Ausgleich verwiesen.

Entsprechend der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt behält das Gesetz das Vorrangprinzip bei. Es verpflichtet im Konkurrenzfall mit sonstigen Anlagen und sonstigem Strom zu einer zeitlich und sachlich vorrangigen Behandlung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas und des in ihnen erzeugten Stroms. Dies gilt anteilig auch für Strom, der in An-

lagen erzeugt wird, die nicht ausschließlich Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen. Eine inhaltliche Änderung gegenüber der bestehenden Regelung ist damit nicht verbunden. Die Verpflichtung der Netzbetreiber nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zur Abnahme von KWK-Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes bleibt davon im Verhältnis zu konventionellem Strom unberührt. Für den Fall des Zusammentreffens von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung enthält das Gesetz in der Vorschrift zum Einspeisemanagement erstmals eine Kollisionsregel.

Vor diesem Hintergrund ist auch in Zukunft eine Verweigerung des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas mit dem Argument, das Netz sei bereits durch konventionell erzeugten Strom ausgelastet, nicht zulässig.

Räumlich erstreckt die Regelung den Anwendungsbereich des Gesetzes im Einklang mit Artikel 7 Abs. 1 Satz 3 der Richtlinie 2001/77/EG auf den Geltungsbereich des Grundgesetzes sowie die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone und den Festlandsockel im Rahmen der Vorgaben des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982 (BGBl. 1994 II S. 1799, 1995 II S. 602). Es ist weiterhin erforderlich, dass die Anlage selbst im Anwendungsbereich des Gesetzes errichtet ist und auch der dort erzeugte Strom direkt in ein im Inland gelegenes Netz eingespeist wird.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz regelt als Teilbereich des Umweltenergierechts das Recht der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Es enthält zum Teil spezielle Regelungen von Sachverhalten, die allgemein teilweise ebenfalls im Energiewirtschaftsrecht geregelt werden. Im Fall des Zusammentreffens von Normen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit Regelungen des Energiewirtschaftsrechts und sich gegenseitig ausschließenden Rechtsfolgen gehen die Normen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes den Normen des Energiewirtschaftsrechts als speziellere Normen vor und verdrängen die Regeln des Energiewirtschaftsrechts. Dies gilt grundsätzlich auch im Verhältnis zu zeitlich nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz erlassenen allgemeinen Regelungen des Energiewirtschaftsrechts.

Zu § 3 (Begriffsbestimmungen)

Die Regelung bestimmt verschiedene in dem Gesetz wiederkehrende Begriffe näher.

Zu Nummer 1

Nummer 1 definiert den Begriff der Anlage als jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Diese Begriffsbestimmung weicht insoweit von dem bisherigen Verständnis des Anlagenbegriffs ab, als nunmehr ein weiter Anlagenbegriff zugrunde gelegt wird. Mit dieser Formulierung sollen teilweise bestehende Auslegungsunsicherheiten beseitigt werden, die insbesondere bei der Abgrenzung von zur Anlage gehörenden Bestandteilen aufgetreten sind.

Um den verschiedenen Funktionen des Anlagenbegriffs dennoch gerecht zu werden, weicht das Gesetz an den entsprechenden Stellen vom weiten Anlagenbegriff ab und knüpft ausdrücklich an den Generator an.

Zur Bestimmung der Anlage ist daher neben der stromerzeugenden Einrichtung auch auf sämtliche technisch und baulich erforderlichen Einrichtungen vom Anlagenbegriff abzustellen. Nach diesem weiten Anlagenbegriff zählen neben Generator beispielsweise auch dessen Antrieb (also Motor, Rotor oder Turbine), Fermenter, Gärrestbehälter, unterirdische geothermische Betriebseinrichtungen, Staumauern oder Türme von Windenergieanlagen zur Anlage. Infrastruktureinrichtungen wie Wechselrichter, Netzanschluss, Anschlussleitungen, eine Stromabführung in gemeinsamer Leitung, Transformatoren, Verbindungswege und Verwaltungseinrichtungen sind jedoch vom Anlagenbegriff nicht erfasst, da diese Einrichtungen nicht der Stromerzeugung dienen. Auch werden mehrere selbständige Anlagen wie etwa Wasserkraftwerke, die bis zu mehrere Kilometer auseinander liegen, nicht etwa durch den Bau eines Entlastungswehres zu einer Anlage.

Als Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gelten nach Satz 2 auch solche Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas in elektrische Energie umwandeln. Von dieser Regelung erfasst sind beispielsweise Druckluftspeicherkraftwerke, die Speicherung der Energie als Wasserstoff oder als chemische Energie.

Die in der Vorgängerregelung § 3 Abs. 2 Satz 2 EEG 2004 enthaltene Regelung zur Behandlung mehrerer Anlagen findet sich in Nummer 1 nicht wieder. Diese Norm diente dazu, die dem Gesetzeszweck widersprechende Umgehung der für die Vergütungshöhe geltenden Leistungsschwellen durch Aufteilung in kleinere Einheiten zu verhindern. Nunmehr wird diese Frage im Rahmen der Allgemeinen Vergütungsvorschriften – ohne inhaltliche Änderung – in § 19 klargestellt.

Für Anlagen, deren Einrichtungen zur Stromerzeugung sich nicht sämtlich im Geltungsbereich des Gesetzes befinden, wird nur der Stromanteil berücksichtigt, der sich aus den auf völkerrechtlichen oder Staatsverträgen beruhenden Konzessionen oder Bewilligungen ergibt. Dies gilt beispielsweise für Grenzwasserkraftwerke, bei denen ein Teil auf deutschem Hoheitsgebiet, ein anderer Teil aber auf dem Gebiet eines der Nachbarstaaten liegt.

Zu Nummer 2

Nummer 2 definiert den Begriff der Anlagenbetreiberin bzw. des Anlagenbetreibers und stellt klar, dass die – natürliche oder juristische – Person, die die Anlage betreibt, nicht notwendig mit der Eigentümerin oder dem Eigentümer der Anlage identisch sein muss. So kann etwa die Betreiberin oder der Betreiber einer Fotovoltaikanlage, die an einem Gebäude angebracht ist, verschieden von der Hauseigentümerin oder dem Hauseigentümer sein. Vielmehr ist darauf abzustellen, wer die Kosten und das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebes trägt und das Recht hat, die Anlage auf eigene Rechnung zur Stromerzeugung zu nutzen, also über den Einsatz der Anlage bestimmt bzw. zumindest bestimmenden Einfluss hat.

Zu Nummer 3

In Nummer 3 wird der Terminus Erneuerbare Energien definiert. Erfasst werden, wie bereits nach der bislang geltenden

Rechtslage, Wasserkraft, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas.

Unter Wasserkraft wird wie bisher die originäre, regenerative Wasserkraftnutzung in – auch tidenabhängigen – Wasserkraftwerken verstanden einschließlich der Nutzung der potenziellen oder kinetischen Energie von Trink- und Abwasser. Der Gesetzestext stellt klar, dass insbesondere auch die Wellen-, Gezeiten-, Salzgradient- und Strömungsenergie unter den Begriff Wasserkraft fallen.

Der Begriff solare Strahlungsenergie umfasst insbesondere Fotovoltaikanlagen und Anlagen zur solarthermischen Stromerzeugung sowie zur Nutzung der Umgebungswärme einschließlich der Meereswärme.

Der Begriff Biomasse wird im Gesetz selbst nicht abschließend definiert. Für die Definition von „Biomasse“ im Rahmen der Vergütungsbestimmungen enthält das Gesetz eine spezielle Verordnungsermächtigung, deren Bedeutung sich nicht auf die übrigen Vorschriften des Gesetzes erstreckt. Der an dieser Stelle verwendete allgemeine Begriff „Biomasse“ umfasst biogene Energieträger in festem, flüssigem und gasförmigem Aggregatzustand. Es handelt sich allgemein um biologisch abbaubare Erzeugnisse, Rückstände und Abfälle pflanzlichen und tierischen Ursprungs aus der Landwirtschaft, der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige. Nicht als Biomasse anzusehen sind demgegenüber im Hinblick auf den in § 1 normierten Zweck des Gesetzes und entsprechend dem allgemeinen Sprachgebrauch die fossilen Brennstoffe wie Öl, Kohle, Gas und Torf, da sie sich nicht in überschaubaren Zeiträumen regenerieren.

Die Klarstellung, dass als Biomasse hier auch Biogas verstanden werden soll, geht auf die Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt zurück, die Biogas als gesonderte Erneuerbare Energie aufführt. Deponie- und Klärgas fallen grundsätzlich ebenfalls unter den Begriff Biomasse, werden aber gesondert aufgeführt, weil für Strom aus diesen Gasen eine gesonderte Vergütungsregelung gilt.

Ebenfalls in Umsetzung der genannten Richtlinie wird auch der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Industrie und Haushalten als Erneuerbare Energie definiert. Es gilt zu beachten, dass durch diese Erweiterung nur der anteilig daraus erzeugte Strom in den Anwendungsbereich des Gesetzes fällt. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass für die Vergütung von Strom weiterhin das Ausschließlichkeitsprinzip gilt und Strom aus gemischten Abfällen aus Industrie und Haushalten auch in Zukunft nicht vergütet wird.

Grubengas zählt nicht zu den Erneuerbaren Energien. Da die energetische Verwertung von Grubengas jedoch die Kohlendioxid- und Methanbilanz gegenüber der unverwerteten Abgabe an die Atmosphäre verbessert, finden die meisten Regelungen des Gesetzes auch auf Grubengas Anwendung.

Gas, das aus einem Gasnetz entnommen wird, gilt als Erneuerbare Energie, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Gas aus Biomasse, Deponie- oder Klärgas entspricht. Auf diese Weise soll im Sinne einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung insbesondere die Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme ermöglicht werden. Da das Gasnetz als Speicher fungieren kann, ist es nicht erforderlich, dass die Entnahme des Gases gleichzeitig mit der Einspeisung des Biogases erfolgt. Sofern bestehende oder neu zu errichtende Blockheizkraftwerke (BHKW) zukünftig ausschließlich durchgeleitetes Gas aus Erneuerbaren Energien einsetzen, können sie Vergütungen nach diesem Gesetz erhalten.

Zu Nummer 4

Nummer 4 bestimmt den Begriff des Generators, der abweichend vom allgemeinen Anlagenbegriff der Nummer 1 an einigen Stellen des Gesetzes Anknüpfungspunkt ist. Diese Differenzierung zwischen Anlage einerseits und Generator andererseits beruht auf den verschiedenen Funktionen und Folgen des Anlagenbegriffs. Da im gewöhnlichen Sprachgebrauch unter Anlage die Gesamtheit der der Stromerzeugung dienenden Einrichtungen verstanden wird, wird im EEG in der Regel auch dieser weite Anlagenbegriff verwendet. Ist dies jedoch nicht sachgerecht, wird auf den Generator abgestellt.

Generator ist jede technische Einrichtung, die mechanische, chemische, thermische oder elektromagnetische Energie direkt in elektrische Energie umwandelt. Im Bereich der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie wird durch die Solarzelle die Strahlungsenergie (elektromagnetische Energie) direkt in elektrische Energie umgewandelt. Damit ist die Solarzelle die stromerzeugende Einheit, also der Generator. Auch die Brennstoffzelle ist ein Generator im Sinne dieser Bestimmung, da sie chemische Energie umwandelt.

Zu Nummer 5

Nummer 5 bestimmt den Begriff der Inbetriebnahme. Diese Regelung hat insgesamt durch die neu eingefügten allgemeinen Vergütungsvorschriften deutlich an Bedeutung verloren.

Abgestellt wird auf den Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft, unabhängig davon, ob der Generator der Anlage mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde. Maßgeblich ist daher der Zeitpunkt, an dem erstmalig Strom zur Einspeisung in das Netz aufgrund der technischen Bereitschaft des Generators tatsächlich zur Abnahme angeboten wird. Eine Mitwirkung des Netzbetreibers ist nicht erforderlich, um willkürliche Verzögerungen ausschließen zu können.

Unerheblich für die Bestimmung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme ist, ob die Anlage zu einem späteren Zeitpunkt an einen anderen Ort versetzt wird. Für die Dauer und Höhe des Vergütungsanspruchs ist auch nach einer Versetzung das Datum der erstmaligen Inbetriebnahme maßgeblich. Für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme kommt es auch nicht auf den eingesetzten Energieträger an. Eine Inbetriebnahme liegt also auch dann vor, wenn der Generator mit konventionellen Energieträgern in Betrieb genommen wurde. Bei einer späteren Umstellung des Generators auf Erneuerbare Energieträger ist daher die vorherige, erstmalige Inbetriebnahme maßgeblich. Wird z. B. ein Generator zunächst mit

Erdgas betrieben und später auf Biogas umgestellt, ist Beginn des 20-jährigen Vergütungszeitraums nach § 21 Abs. 2 die erstmalige Inbetriebnahme mit Erdgas. Auch bei Einbau eines gebrauchten Generators in ein Blockheizkraftwerk ist auf die erstmalige Inbetriebnahme des Generators abzustellen und nicht auf die erneute Inbetriebnahme im Blockheizkraftwerk.

Bei Zwischenspeichern nach § 3 Nr. 1 Satz 2 ist für den Beginn der Vergütungsdauer auf die Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage im Sinne von § 3 Nr. 1 Satz 1 abzustellen. Dies ergibt sich unter systematischen Gesichtspunkten schon aus der Regelung des § 16 Abs. 2.

Zu Nummer 6

Nummer 6 bestimmt, was unter dem Begriff Leistung zu verstehen ist. Maßgeblich ist die Wirkleistung der Anlage, die bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen erbracht werden kann. Ein bestimmungsgemäßer Betrieb liegt nur vor, wenn Lebensdauer und Sicherheit der Anlage nicht über das normale Maß hinaus beeinträchtigt werden. Die Leistung entspricht also der aufgrund der technischen Beschaffenheit möglichen maximalen Dauerleistung, die in der Regel mit der vom Hersteller des Generators bescheinigten Nennleistung des Generators identisch sein dürfte.

Soweit es erforderlich ist, die Leistung einer Anlage zu bestimmen, kann dies – von der Bestimmung der Modulleistung bei Fotovoltaik abgesehen – aus Praktikabilitätsgründen regelmäßig an der Stelle erfolgen, an der die Messung der Arbeit erfolgt, d. h. im Regelfall am Verknüpfungspunkt mit dem Netz, um volkswirtschaftlich unsinnige Zwischenmessungen zu ersparen.

Der Begriff „ohne zeitliche Einschränkungen“ bezieht sich nicht auf das gegebenenfalls zeitlich beschränkte Angebot natürlicher Ressourcen, sondern ausschließlich auf die technischen Bedingungen der Anlage selbst. Schwankungen des vorhandenen Energieangebots sind daher unerheblich. Kurzfristige geringfügige Abweichungen über die Obergrenze hinaus sind ebenfalls unerheblich. Soweit die jeweilige Leistung einer Anlage sich nicht bereits aus einer Bescheinigung des Herstellers oder einem vergleichbaren sonstigen Nachweis ergibt und deshalb streitig ist, hat der Anlagenbetreiber sie gegenüber dem Netzbetreiber nachvollziehbar darzulegen.

Unberücksichtigt bei der Bestimmung der Leistung einer Anlage bleiben nur zur Reserve genutzte Anlagen. Reservenutzung ist dann anzunehmen, wenn Anlagenteile nicht für einen dauerhaften oder regelmäßigen Betrieb genutzt werden, sondern nur in technisch bedingten Momenten alternativ zu der unter normalen Umständen genutzten Stromerzeugungseinheit eingesetzt werden, etwa während Revisionsphasen.

Zu Nummer 7

Der Begriff des Netzes in Nummer 7 knüpft an die Begriffsbestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes an, definiert aber einen davon unabhängigen Begriff für das EEG.

Zum Netz zählen unabhängig von der Spannungsebene alle Leitungen einschließlich der Anschlussleitungen, mittels der Kunden mit Strom versorgt werden, ohne die folglich eine allgemeine Stromversorgung nicht möglich wäre.

In Übereinstimmung mit der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH) und der Regelung des Energiewirtschaftsgesetzes zählen solche Netze zu den Netzen für die allgemeine Versorgung, die unmittelbar der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offen stehen. Der Begriff des Netzes umfasst auch einzelne Netzbereiche.

Zu Nummer 8

Der Begriff des Netzbetreibers in Nummer 8 wird in Anlehnung an § 3 Abs. 9 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes unter Bezugnahme auf den Betrieb von Netzen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes definiert. Dazu zählen auch Übertragungsnetzbetreiber, weil sie zumindest mittelbar Aufgaben der allgemeinen Versorgung wahrnehmen.

Zu Nummer 9

In Nummer 9 wird der Begriff der Offshore-Anlage bestimmt als Windenergieanlage, die in einer Entfernung von mindestens 3 Seemeilen gemessen von der Küstenlinie aus seewärts errichtet worden ist. Als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer, Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer, Ausgabe 1994, XII., des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1 : 375 000* dargestellte Küstenlinie des deutschen Festlandes.

Zu Nummer 10

Nummer 10 definiert den Begriff „Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung“. Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist danach Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG), der in Anlagen im Sinne des § 5 KWKG erzeugt wird. § 3 Abs. 4 KWKG bestimmt als KWK-Strom das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der KWK-Anlage. Daraus ergibt sich, dass im Rahmen des EEG nur der Strom berücksichtigt werden kann, der tatsächlich in einem gekoppelten Prozess erzeugt wurde. Dabei ist insbesondere § 3 Abs. 6 KWKG zu beachten, der Anforderungen an die Wärmenutzung stellt. Wird der Strom hingegen in einem Prozess ohne Wärmeauskopplung erzeugt, wird er nicht von der Definition der Nummer 11 erfasst und demzufolge auch nicht im Rahmen des EEG mit Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas gleichgestellt. Neben dem Erfordernis der Wärmeauskopplung muss es sich um Anlagen im Sinne des § 5 KWKG handeln.

Zu Nummer 11

In Nummer 11 wird der Begriff des Übertragungsnetzbetreibers definiert als regelverantwortlicher Netzbetreiber von

---

* Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 20359 Hamburg.

Hoch- und Höchstspannungsnetzen, die der überregionalen Übertragung von Elektrizität zu nachgeordneten Netzen dienen. Bei den Übertragungsnetzbetreibern handelt es sich zugleich um Netzbetreiber nach Nummer 8.

Zu Nummer 12

Nummer 12 bestimmt den Begriff der Umweltgutachterin bzw. des Umweltgutachters als Person oder Organisation, die nach dem Umweltauditgesetz für den Bereich Elektrizitätserzeugung als Umweltgutachter, Umweltgutachterin oder Umweltgutachterorganisation tätig werden darf.

Zu § 4 (Gesetzliches Schuldverhältnis)

Zu Absatz 1

§ 4 regelt, dass Netzbetreiber die Erfüllung ihrer Pflichten aus diesem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen dürfen. Die Vorschrift ist rein deklaratorisch und in § 12 Abs. 1 der bislang geltenden Fassung des EEG enthalten. Sie dient der Rechtssicherheit für alle Beteiligten und stellt klar, dass im Sinne eines gesetzlichen Schuldverhältnisses ein unmittelbarer Anspruch des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber auf Anschluss, Abnahme und ggf. Vergütung aus dem Gesetz selbst besteht. Der Abschluss eines Vertrages kann jedoch zur Regelung insbesondere von technischen Fragen der Einbindung einer Anlage in das Netz sinnvoll sein.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 darf von den Bestimmungen des EEG nicht zu Lasten des Anlagen- oder Netzbetreibers abgewichen werden. Anlagenbetreibende haben aber weiterhin die Möglichkeit, vertraglich zu vereinbaren, dass der Netzanschluss vom Netzbetreiber vorgenommen wird.

Zu Teil 2 (Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung)

Zu Abschnitt 1 (Allgemeine Vorschriften)

Zu § 5 (Anschluss)

§ 5 regelt die früher in § 4 Abs. 1 Satz 1 erster Halbsatz geregelte Anschlusspflicht sowie deren Voraussetzungen. Für die bislang mit der Anschlusspflicht gemeinsam geregelten Pflichten zur Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien wird mit § 8 eine eigene Norm geschaffen. Ziel der Aufteilung der Regelungen in mehrere Paragraphen ist vor allem die Schaffung eines anwenderfreundlichen Gesetzes mit übersichtlicheren Vorschriften.

Der Kreis der Anlagen, die angeschlossen werden müssen, wurde bereits bei der letzten Neuregelung im Jahr 2004 gemäß den Vorgaben der Richtlinie 2001/77/EG erweitert. Entscheidend für die Anschlusspflicht nach dieser Vorschrift ist demnach, dass der Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Sinne des neuen § 3 Abs. 1 oder aus Grubengas stammt.

Zu Absatz 1

Absatz 1 statuiert die Pflicht, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas vorrangig anzuschließen. Der vorrangige Anschluss muss unverzüglich vorgenommen werden. Der Netzbetreiber muss also die Anlagen ohne schuldhaftes Zögern an sein Netz anschließen, andernfalls kann ein Schadensersatzanspruch nach § 280 des Bürgerlichen Gesetzbuchs (BGB) entstehen. Aus dem Merkmal „vorrangig“ ergibt sich dabei, dass sich ein Netzbetreiber nicht darauf berufen kann, dass ihm ein Anschluss von Anlagen, die Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugen, nicht möglich sei, weil andere als unter § 3 Nr. 1 fallende Anlagen zuerst angeschlossen werden. Grundsätzlich ist der Netzbetreiber nach wie vor verpflichtet, die Anlage an dem Punkt an das Netz anzuschließen, der im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und in der Luftlinie die kürzeste Distanz zu der Anlage aufweist. Der wirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt ist wie nach altem Recht zu bestimmen. Dafür ist in einem gesamtwirtschaftlichen Kostenvergleich durchzuführen, bei dem losgelöst von der Kostentragungspflicht die Gesamtkosten miteinander zu vergleichen sind, die bei den verschiedenen Ausführungsmöglichkeiten für den Anschluss der betreffenden Anlagen sowie für den Netzausbau anfallen würden (so auch BGH 8. Zivilsenat, vom 18. Juli 2007, Az. VIII ZR 288/05).

Der Anspruch auf Anschluss der Anlage kann auch vor Errichtung der Anlage geltend gemacht werden. Dies ergibt sich aus dem Sinn der Regelung, den Anschluss sicherzustellen. Könnte der Anspruch erst nach Errichtung der Anlage geltend gemacht werden, würde sich ein deutliches Investitionshemmnis ergeben. Anlagenbetreibende könnten vor Errichtung der Anlage nicht feststellen, ob ihre Anlage an diesem Standort auch angeschlossen werden kann und sähen sich so einem Risiko gegenüber, das die Finanzierung des Projekts gefährden würde.

Für Kleinanlagen bis 30 kW installierter Leistung nach Satz 2, die sich auf einem Grundstück mit bestehendem Netzanschluss befinden, wird unwiderleglich vermutet, dass der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz der Günstigste ist.

Eine Ausnahme von der Pflicht zum Anschluss besteht bei einer Ungeeignetheit des Netzes hinsichtlich der Spannungsebene.

Zu Absatz 2

Absatz 2 erlaubt dem Anlagenbetreiber, abweichend von Absatz 1 einen anderen Verknüpfungspunkt zu wählen. Einzige Einschränkung dieses Wahlrechts ist die Geeignetheit des Netzes mit Blick auf die Spannungsebene. Die Ausübung des Wahlrechts darf aber nicht rechtsmissbräuchlich sein.

Zu Absatz 3

Der Netzbetreiber kann der Anlage einen von den Absätzen 1 und 2 abweichenden Verknüpfungspunkt zuweisen. Dieser Verknüpfungspunkt muss für die Anlagenbetreibenden zumutbar sein, d. h. insbesondere technisch und genehmigungsrechtlich erreichbar sowie zu einer effizienteren Netzkonfiguration führen. Andernfalls wäre die Zuweisung des Verknüpfungspunkts rechtsmissbräuchlich. Die Abnahme des Stroms muss dabei sichergestellt sein. Daher darf der Netzbetreiber insbesondere keinen Verknüpfungspunkt zuweisen, an dem voraussichtlich Maßnahmen

des Einspeisemanagements oder ähnliche Maßnahmen durchgeführt werden müssen.

Zu Absatz 4

Die Anschlusspflicht besteht auch, wenn zunächst eine Maßnahme nach § 9 Abs. 1 nötig ist. Die §§ 9 bis 12 bleiben von der Regelung des Absatzes 4 unberührt.

Zu Absatz 5

In Absatz 5 findet sich die Regelung des § 4 Abs. 4 EEG 2004 wieder. Da sowohl Netzbetreiber als auch Einspeisewillige aufwendige Planungen und Vermögensdispositionen treffen müssen, sind sie verpflichtet, die für diese Planungen erforderlichen Daten dem jeweils anderen offenzulegen.

Ein Einspeisungswilliger muss dazu nicht bereits Genehmigungsanträge zum Bau einer Anlage gestellt haben oder gar eine solche vorweisen können, da es bereits für die Anlagenplanung unverzichtbar ist, die erforderlichen Daten zu kennen. Erst mit dieser Kenntnis kann ein Anlagenbetreiber beispielsweise eine Entscheidung darüber treffen, ob eine Anpassung seines Vorhabens an die Netzkapazität erforderlich ist und die Planungen zu Ende führen. Dies gilt entsprechend bei mehreren Einspeisewilligen, die, insbesondere zum Zweck der Ermittlung volkswirtschaftlich günstiger Netzausbau- und Anbindungsmöglichkeiten, gemeinsam einen entsprechenden Antrag stellen.

Die Pflichten sind nur auf Antrag zu erfüllen. Die zu liefernden Daten müssen geeignet sein, eine nachprüfbare Netzverträglichkeitsprüfung durchzuführen. Für die Bereitstellung der Daten darf kein Entgelt verlangt werden. Denn der notwendige Aufwand ist verhältnismäßig gering und gehört zu den vom Gesetzgeber den Netzbetreibern aufgrund ihrer durch die Netzsituation bedingten marktbeherrschenden Stellung im Energiesystem zugewiesenen Aufgaben. Zusätzlich besteht eine Achtwochenfrist zur Offenlegung, um Streitigkeiten über die Dauer der Bearbeitung zu beseitigen und allen Beteiligten mehr Planungssicherheit zu geben.

Die für eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Daten umfassen auch die Daten über den geplanten Ausbau durch andere Anlagenbetreiber, da ein Anschluss weiterer Anlagen die zur Verfügung stehende Netzkapazität beeinflusst. Der Netzbetreiber muss deshalb dem Einspeisungswilligen auch die Informationen hinsichtlich der ihm bekannten Anlagenplanungen im Bereich seines Netzes weitergeben. Dabei sind die Datenschutzvorschriften zu beachten. Die Anlagenbetreiber sind jedoch nach Treu und Glauben gehalten, auch in die Weitergabe derjenigen Daten, die eine Individualisierung der potenziellen Anlagenbetreiber ermöglichen, einzuwilligen. Die Kenntnis anderer geplanter Projekte ermöglicht es den Einspeisewilligen untereinander und mit dem Netzbetreiber im Sinne einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung, den jeweiligen Anschluss zu koordinieren.

Der Anlagenbetreiber und der Netzbetreiber müssen jeweils die Kosten für die ihnen obliegenden Pflichten selbst tragen.

Zu § 6 (Anschlussvoraussetzungen)

§ 6 sieht Ausnahmen von der Pflicht vor, Anlagen vorrangig an das Netz anzuschließen, wenn die Anlage bestimmte technische Voraussetzungen nicht erfüllt. Da es sich um eine Ausnahme von der Anschlusspflicht handelt, liegt die Beweislast für das Vorliegen der Bedingungen beim Netzbetreiber. Das Recht auf Anschluss nach allgemeinen Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts bleibt unberührt.

Ausnahmen bestehen in den Fällen der Nummern 1 und 2. Die in den Nummern 1 und 2 niedergelegten Anforderungen bestehen im Interesse einer optimierten Netzintegration dauerhaft, d. h. die Anlage muss die geforderten technischen Eigenschaften nicht nur beim Anschluss, sondern während der gesamten Zeit aufweisen, in der sie an das Netz angeschlossen bleibt. Erfüllt die Anlage die Voraussetzungen zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr, kann der Netzbetreiber die Anlage wieder vom Netz trennen, es sei denn, es handelt sich nur um eine kurzzeitige Nichterfüllung der Bedingungen, etwa wegen technischer Störungen oder Wartungsarbeiten. Unter Nummer 1 werden technische Anforderungen an Anlagen mit einer Leistung ab der im Gesetz genannten Leistungsgrenze definiert. Für die Regelung in Nummer 1 Buchstabe a wird die Einschränkung für Anlagen, die über der Leistungsgrenze liegen, erstmals eingeführt. Die Vorgängerregelung (§ 4 Abs. 3 Satz 1 alte Fassung) sah eine solche Begrenzung nicht vor, war im Übrigen aber inhaltlich übereinstimmend.

Aus § 5 ergibt sich, dass Netzbetreiber den Anschluss von Anlagen nicht mit dem Verweis auf eine mögliche zeitliche Netzauslastung verweigern darf. Diese tritt tatsächlich nur selten auf, etwa bei dem Zusammentreffen sehr hoher Einspeisung bei Starkwind und gleichzeitigem niedrigen Verbrauch. In dem weit größeren sonstigen Zeitraum ist der Netzbetreiber zur Aufnahme des Stroms problemlos in der Lage. Daher ist er auch bei möglichen temporär auftretenden Netzengpässen verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas immer anzuschließen und den Strom abzunehmen, soweit das Netz nicht ausgelastet ist. Bei voller Auslastung des Netzes hat der Netzbetreiber ausnahmsweise unter den in diesem Gesetz geregelten Voraussetzungen die Möglichkeit, Einspeisemanagement anzuwenden. Dadurch werden die Sicherheit und Funktionsfähigkeit des Netzes nicht berührt. Die Anlagen müssen daher technisch so ausgestattet sein, dass die Einspeisung im erforderlichen Umfang geregelt werden kann. Alternativ kann die Regelung auch durch den Anlagenbetreiber erfolgen, soweit er sicherstellen kann, dass dies nicht zu einer zeitlichen Verzögerung führt. Weitergehende Rechte zum Eingriff in die Anlage stehen dem Netzbetreiber nicht zu. Die Regelung geht davon aus, dass allein durch Anlagen unter der Leistungsgrenze eine Überlastung des Netzes grundsätzlich nicht erreicht werden kann oder – soweit dies doch der Fall ist – der Netzausbau kurzfristig zu bewerkstelligen ist.

Nummer 1 Buchstabe b stellt eine Weiterentwicklung des vormaligen § 5 Abs. 1 Satz 2 dar. Die Einschränkung wird auf Anlagen über der gesetzlich genannten Leistungsgrenze ausgedehnt. Unter „Ist-Einspeisung" sind online zur Verfügung gestellte Daten über die tatsächliche Einspeisung zu verstehen. Dabei ist in Übereinstimmung mit der energiewirtschaftlichen Praxis eine viertelstundenscharfe Ablesung ausreichend. Sowohl auf die Daten nach Nummer 1 Buchstabe a als auch auf die Daten nach Nummer 2 Buchstabe b muss der Netzbetreiber freien Zugriff haben. Damit liegt die Kostentragungspflicht für die Übermittlung – anders als un-

ter dem EEG 2004 – bei dem Anlagenbetreiber. Da dem Anlagenbetreiber nach § 13 Abs. 1 das Messrecht zusteht, kann der Netzbetreiber ein bestimmtes Datenformat oder eine bestimmte Art der Übermittlung nicht verlangen. Der Anlagenbetreiber hat ein übliches Verfahren zu verwenden.

Die Daten dürfen nach allgemeinen datenschutzrechtlichen Bestimmungen nicht an Dritte weitergegeben werden.

Nummer 2 sieht vor, dass Windenergieanlagen neben den technischen Anforderungen nach Nummer 1 weitere Anforderungen gemäß einer noch zu erlassenden Verordnung erfüllen müssen. Die Anforderungen im Einzelnen werden sich aus der Verordnung ergeben und können sowohl von jeder Windenergieanlage einzeln als auch von Anlagengruppen erfüllt werden. Windenergieanlagen, die nicht die Anforderungen erfüllen, haben keinen Anspruch auf vorrangigen Netzanschluss nach dem Gesetz. Die übrigen Ansprüche, insbesondere zur Abnahme, Übertragung und Verteilung des erzeugten Stroms, bleiben hiervon unberührt. Solange eine Verordnung noch nicht erlassen wurde, müssen Windenergieanlagen trotzdem angeschlossen werden. Nummer 2 entfaltet erst seine Wirkung, wenn eine Verordnung erlassen wurde.

Zu § 7 (Ausführung und Nutzung des Anschlusses)

Zu Absatz 1

Die Regelung entspricht weitgehend der Regelung des § 13 Abs. 1 Satz 4 des EEG 2004. Es wird lediglich eingefügt, dass auch die Durchführung der Messung selbst zu den Rechten der Anlagenbetreibenden zählt. Dies erfolgt ausschließlich zur Klarstellung der Rechtslage, die auch schon nach dem alten EEG bestand. Danach wird abweichend von der Regelung im EnWG das Messwesen auf Wunsch der Anlagenbetreibenden für dritte Personen geöffnet und gleichzeitig der Netzbetreiber zur Duldung des Tätigwerdens der Dritten verpflichtet.

Absatz 1 gibt den Anlagenbetreibenden ein Wahlrecht: Sie können die Errichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen von dem Netzbetreiber oder einer fachkundigen dritten Person vornehmen lassen. Diese Vorschrift dient der Begrenzung der Kosten und ist aufgrund der Pflicht der Anlagenbetreibenden, für die Messkosten aufzukommen, auch interessengerecht. Es soll vermieden werden, dass getrennte Messeinrichtungen für die bezogene und gelieferte elektrische Arbeit eingerichtet werden, wodurch gesamtwirtschaftlich und in der Sache unnötige Kosten verursacht würden. Die Verlässlichkeit der Messung wird durch das Wahlrecht nicht beeinträchtigt, da die Messung von einer fachkundigen Person vorgenommen werden muss und Messeinrichtungen zur Erfassung der Arbeit nach dem Eichrecht eichpflichtig sind.

Die Tatsache, dass die Einrichtung und der Betrieb der Messeinrichtungen in die Zuständigkeit der Anlagenbetreibenden fallen, bedeutet nicht notwendigerweise, dass diese exklusiv die Messwerte auslesen und an die übrigen Beteiligten weitergeben. Insbesondere bei fernablesbaren Zählern sollte es jedem Beteiligten (Anlagenbetreibende, Netzbetreiber und ggf. Lieferanten von Bezugsstrom) möglich sein, die für ihn oder sie bestimmten Daten aus der Messeinrichtung selbst abrufen zu können oder sich automatisch von dort übermitteln zu lassen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 gibt den § 13 Abs. 1 Satz 3 des EEG 2004 wieder. Er legt fest, dass die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechen müssen, der selbst wiederum auf die allgemein anerkannten Regeln der Technik verweist. Diese Reglung gilt nur vorbehaltlich speziellerer Regelungen in diesem Gesetz, die weiterhin Regelungen des EnWG verdrängen. Insbesondere ist die Vorschrift des § 6 kumulativ anzuwenden.

Zu Absatz 3

Nach Absatz 3 gilt bei der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas zugunsten der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers § 18 Abs. 2 der Niederspannungsanschlussverordnung entsprechend.

Zu § 8 (Abnahme, Übertragung und Verteilung)

§ 8 regelt die Pflicht zur Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sowie die Möglichkeit zur Abweichung durch vertragliche Vereinbarung.

Zu Absatz 1

Die Pflicht, den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen wird in Absatz 1 festgeschrieben.

Aus dem Merkmal „vorrangig“ ergibt sich dabei, dass sich ein Netzbetreiber nicht darauf berufen kann, dass ihm die Abnahme bzw. die Übertragung des Stroms aus Erneuerbaren Energien nicht möglich sei, weil andere als unter § 3 Nr. 1 fallende Anlagen zuerst angeschlossen werden oder Strom aus diesen zuerst abgenommen oder übertragen werden müsste. Der Netzbetreiber kann daher grundsätzlich die Abnahme und Übertragung auch nicht unter Berufung auf eine Auslastung des Netzes durch anderweitig eingespeisten konventionell erzeugten Strom verweigern.

Der Vorrang Erneuerbarer Energien vor konventionellen Energien erstreckt sich damit – unbeschadet der Sicherheit und der Versorgungsfunktion des Netzes – auf sämtliche Schritte vom Anschluss über die Abnahme und Übertragung bis zur vom Begriff der Übertragung umfassten Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien und genügt so in vollem Umfang den Anforderungen der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt.

Für den Fall des Zusammentreffens von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung enthält das Gesetz in der Vorschrift zum Einspeisemanagement erstmals eine Kollisionsregel.

Zu Absatz 2

Die Regel entspricht § 4 Abs. 5 der alten Fassung dieses Gesetzes. Er ergänzt die Verpflichtungen der Netzbetreiber für den Fall, dass die Anlage selbst nicht unmittelbar an ein Netz für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität, sondern

an ein Arealnetz angeschlossen wird. Eine Verpflichtung für den Arealnetzbetreiber ist hiermit nicht verbunden.

In der Vergangenheit haben sich einzelne Netzbetreiber geweigert, den erzeugten und in ein Arealnetz eingespeisten Strom aus Erneuerbaren Energien von dem aufnehmenden Arealnetzbetreiber abzunehmen und zu vergüten. Der Gesetzgeber hatte ausweislich der Begründung zu § 10 Abs. 1 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes vom 31. März 2000 (BGBl. I S. 305) diesen Fall bereits als mit umfasst betrachtet. Um derartige Streitfälle für die Zukunft auszuschließen, ist bei der letzten Neuregelung diese ausdrückliche Regelung notwendig geworden. Denn der Anschluss einer Anlage an ein bestehendes Arealnetz kann dazu beitragen, volkswirtschaftlich unnötige Kosten zu vermeiden, und liegt somit im Interesse der Allgemeinheit.

Bei dem Anschluss der Anlage sind die anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Für die Ermittlung des eingespeisten Stroms aus der Anlage ist in aller Regel – soweit nicht § 6 Nr. 1 Buchstabe b eingreift – eine Messung der eingespeisten elektrischen Arbeit ausreichend. Die Messung der angebotenen Energiemenge kann vor oder an dem Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz des Anlagenbetreibers oder des Dritten erfolgen. Ist eine Leistungserfassung zwingend erforderlich, sollte die Abrechnung grundsätzlich auf der Basis von Schätzungen oder von Norm-Lieferprofilen erfolgen, um volkswirtschaftlich unnötigen Aufwand insbesondere bei kleineren Fotovoltaikanlagen zu begrenzen. Der Händler bzw. Lieferant des Arealnetzes muss unterrichtet werden, damit sowohl die Bezugs- als auch die Einspeisewerte rechnerisch ermittelt werden können. Eine physikalische Durchleitung ist nicht erforderlich. Vielmehr reicht wie auch sonst eine bilanztechnische Erfassung aus. Die Umstellung des bisherigen Begriffs der „kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung“ auf „kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe“ ist mit keiner inhaltlichen Änderung verbunden, sondern allein sprachlicher Natur. Der Begriff der Weitergabe wird synonym mit den Begriffen „Durchleitung“, „Weiterleitung“ und „Verteilung“ verwendet.

Bei der kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung wird die erzeugte Strommenge abzüglich möglicher Umspannverluste und abzüglich der vom Netzbetreiber aus diesen Anlagen abgenommenen Strommengen auf die messtechnisch erfasste Strommenge aufgeschlagen, die in das Netz des oder der Anlagenbetreibenden oder der dritten Person geliefert worden ist. Entsprechendes gilt für die von der Anlage erzeugte und die in dieses Netz gelieferte Leistung.

Von dem Anschluss an ein Arealnetz tatbestandlich zu unterscheiden, aber in der Rechtsfolge vergleichbar, ist die Nutzung eines gemeinsamen Umspannwerks z. B. für größere Windparks, das von einer Betreibergesellschaft betrieben wird. In diesem Fall ist ebenfalls der Netzbetreiber Verpflichteter im Sinne der §§ 5 und 7.

Zu Absatz 3

Die Abnahme- und Übertragungspflicht kann vertraglich ausgeschlossen werden, soweit dies einer besseren Integration der Anlage in das Netz dient. Das Verbot des § 4, die Erfüllung von sich aus dem EEG ergebenden Pflichten von einem Vertragsschluss abhängig zu machen, bleibt von der Regelung des § 7 Abs. 3 unberührt.

Von der Verpflichtung zum Anschluss einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien an das Netz wird hierdurch keine Ausnahme zugelassen, da nur eine bereits angeschlossene Anlage besser in das Netz integriert werden kann. Deshalb kann auch eine Regelung, deren primärer Zweck es ist, die einzuspeisende Menge aus sonstigen Gründen zu verringern, nicht mit dieser Vorschrift gerechtfertigt werden.

Die Vorschrift ist ausdrücklich nur als Angebot an die Beteiligten ausgestaltet. Mit ihr wird den Beteiligten die sinnvolle Möglichkeit eröffnet, im Sinne eines gegenseitigen Gebens und Nehmens Vereinbarungen zu treffen, die für beide Seiten und letztlich für den Stromkunden vorteilhaft sind. Durch den partiellen Verzicht des Anlagenbetreibers auf seine Rechte, z. B. zu bestimmten Zeiten einzuspeisen, kann der Netzbetreiber unter Umständen Kosten – etwa für notwendige Ausgleichsenergie – sparen. So ist es durchaus sinnvoll, wenn Betreiber von Anlagen aus den verschiedenen Sparten der Erneuerbaren Energien oder auch zusammen mit sonstigen Anlagenbetreibern ein Erzeugungsmanagement mit dem Ziel vereinbaren, eine kontinuierliche Einspeisung zu ermöglichen. Eine solche Vereinbarung kann den Netzbetreiber in die Lage versetzen, Kosten einzusparen und dem Anlagenbetreiber für seinen Verzicht auf eine weitergehende Einspeisung einen finanziellen Ausgleich zu zahlen, so dass dieser in der Summe nicht schlechter steht als bei einer unbeschränkten Ausübung seiner Rechte. Letztendlich können so die Gesamtkosten für die Stromerzeugung und -verteilung gesenkt werden, so dass die Verbraucher von niedrigeren Preisen profitieren können.

Die Regelung gilt unbeschadet der Regelung zum Einspeisemanagement. Maßnahmen des Einspeisemanagements können dem Anlagenbetreiber auch gegen seinen Willen auferlegt werden, dann allerdings nur gegen Entschädigung.

Zu Absatz 4

Absatz 4 gibt den früheren § 4 Abs. 6 wieder. Die geänderte Formulierung dient nur der Anwenderfreundlichkeit und soll keine inhaltliche Änderung darstellen. Nummer 3 dient der Umsetzung der Richtlinie 2001/77/EG und soll die Vorrangregelung für sämtliche Netze umsetzen. Verteilnetzbetreiber ist der Betreiber von dem Übertragungsnetz nachgelagerten Netzen mit in der Regel niedriger oder mittlerer Spannung, die nicht notwendig nur der Verteilung an nachgelagerte Netze oder Verbraucher, sondern auch der Durchleitung bzw. Weitergabe an höhergelegene Netze dienen. Auf die Regelung des § 8 Abs. 3 Nr. 2 wird in der Vorschrift über die Vergütung durch den Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der bundesweiten Ausgleichsregelung verwiesen.

Zu Abschnitt 2 (Kapazitätserweiterung und Einspeisemanagement)

In den §§ 9 bis 12 werden Fragen der Erweiterung der Netzkapazität und des Einspeisemanagements geregelt. Um eine bessere Verständlichkeit dieses Regelungskomplexes zu erreichen sowie teilweise bestehende Auslegungsschwierigkeiten abzubauen, werden die bisherigen Normen unterteilt, systematisch zusammengefasst und konkretisiert.

Zu § 9 (Erweiterung der Netzkapazität)

§ 9 enthält in Absatz 1 grundsätzlich den Regelungsinhalt des bisherigen § 4 Abs. 2 Satz 2 sowie in Absatz 2 den bisherigen § 4 Abs. 2 Satz 4. Absatz 3 entspricht dem bisherigen § 4 Abs. 2 Satz 2 zweiter Halbsatz. Absatz 4 regelt das Verhältnis zu den Pflichten nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und dem Energiewirtschaftsgesetz.

Zu Absatz 1

Absatz 1 enthält grundsätzlich die bisher in § 4 Abs. 2 Satz 2 enthaltene Verpflichtung der Netzbetreiber zum bedarfsgerechten Ausbau der Erweiterung der Netzkapazität. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die Kapazität des Netzes zu erweitern, d. h. neue Transportkapazitäten durch die Optimierung und die Verstärkung des bestehenden Netzes sowie durch den Austausch, die Anpassung und die Erweiterung von Komponenten und den Ausbau des Netzes bereitzustellen. Netzoptimierung und Verstärkung stellen ein Minus gegenüber dem Netzausbau dar. Klagt ein Einspeisewilliger auf Netzausbau, ist deshalb hiervon das Begehren auf Netzverstärkung und -optimierung schon umfasst. Dabei soll an die Verpflichtungen nach dem Energiewirtschaftsrecht angeknüpft werden, soweit solche bestehen.

Insbesondere ist zu prüfen, welche Optimierungsmaßnahmen kurz- und mittelfristig Anwendung finden können (z. B. Temperaturleiter-Monitoring oder Hochtemperatur-Leiterseile). Der parallel hierzu erforderliche Netzausbau muss möglichst über das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz hinaus weiter beschleunigt werden.

Ein Netzausbau liegt in Abgrenzung zu einer Maßnahme zum Anschluss einer Anlage jedenfalls immer dann vor, wenn es sich um eine netzinterne Maßnahme handelt. Eine solche netzinterne Maßnahme stellt zum Beispiel ein Leitungsneubau dar, wenn die Anlage nicht direkt an die Leitung angeschlossen wird. Für diesen Fall hat der BGH entschieden, dass auch der Neubau einer Leitung keine Maßnahme des Netzanschlusses, sondern des Netzausbaus ist (BGH 8. Zivilsenat, 18. Juli 2007, Az. VIII ZR 288/05).

Die Vorschrift des § 4 Abs. 3 Satz 3 EEG 2004 ist entfallen. Damit soll der Zeitpunkt der Ausbaupflicht vorverlagert werden. Zukünftig soll bei genehmigungspflichtigen Anlagen auch schon vor Erteilung der Genehmigung ein Ausbauanspruch bestehen. Insgesamt richtet sich die Ausbaupflicht zukünftig danach, ob ein solcher bereits zumutbar ist. Davon ist auszugehen, wenn die Planung nicht mehr unverbindlich ist, sondern bereits konkretisiert wurde, z. B. Aufträge für Detailplanungen vergeben oder Verträge zur Herstellung unterzeichnet wurden.

Zu Absatz 2

Absatz 2 entspricht dem bisherigen § 4 Abs. 2 Satz 4. Durch diese Regelung wird die Abgrenzung zwischen der Erweiterung der Netzkapazität, insbesondere dem Netzausbau und dem Netzanschluss erleichtert.

Für die Abgrenzung stehen zwei Kriterien zur Verfügung: Die Erweiterung der Netzkapazität erstreckt sich auch auf die im Rahmen eines Anlagenanschlusses neu geschaffenen technischen Einrichtungen, die für den Betrieb des Netzes notwendig sind, sowie alle Bestandteile der Anschlussanlage, die im Eigentum des Netzbetreibers stehen oder in sein Eigentum übergehen. Der Begriff der technischen Einrichtung ist dabei weit zu verstehen und umfasst z. B. auch ein ggf. notwendiges Schaltgebäude.

Eine technische Einrichtung ist dann für den Betrieb eines Netzes notwendig, wenn sie für die Funktionsfähigkeit des Netzes – vor oder nach der Ausführung des Anschlusses – unentbehrlich wird. Dies ist zumindest immer dann der Fall, wenn der störungsfreie Betrieb des Netzes nach dem Anschluss der Anlage von der Funktionsfähigkeit des neu eingefügten Bestandteils abhängt und ohne dieses nicht mehr gewährleistet oder der störungsfreie Betrieb bei Entfernung der neuen Komponenten nur durch eine technische Veränderung des Netzes wiederhergestellt werden könnte.

Die Abgrenzung anhand der Eigentumsverhältnisse an den Bestandteilen der Anschlussanlage soll sicherstellen, dass keine unnötigen Kosten verursacht und klare Zuständigkeiten hergestellt werden. In diesem Bereich traten in der Vergangenheit Probleme auf, da Netzbetreiber teilweise das Eigentum an Anschlussanlagen beansprucht haben, die Kosten für deren Herstellung aber von den Anlagenbetreibern zu tragen waren. Diese Aufspaltung von finanziellem Aufwand und Vermögenszuwachs soll durch die neue Regelung verhindert werden. Die Vorschrift knüpft dabei nicht nur an das bereits bestehende Eigentum an, sondern stellt klar, dass auch die erst noch zu schaffenden Anlagenteile dann als Netzbestandteile zu betrachten sind, wenn die Netzbetreiber das Eigentum daran erlangen. Dabei ist es gleichgültig, ob dieser Eigentumserwerb gesetzlich oder vertraglich erfolgt.

Neben dieser Klarstellung besteht insoweit kein zusätzlicher Änderungsbedarf. Die bisher gelegentlich aufgetretenen Streitfragen sind in Literatur und Rechtsprechung hinreichend geklärt.

Zu Absatz 3

Absatz 3 entspricht dem bisherigen § 4 Abs. 2 Satz 2. Netzbetreiber sind danach – unverändert zur bisherigen Rechtslage – nur dann zum Netzausbau oder anderen Maßnahmen verpflichtet, soweit dieser wirtschaftlich zumutbar ist. Allerdings wurde die Beweislast für die wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus umgekehrt, so dass zukünftig der Netzbetreibende die Unzumutbarkeit des Netzausbaus darlegen und beweisen muss. Daneben wird die Grenze der wirtschaftlichen Zumutbarkeit auch auf Maßnahmen der Netzoptimierung und der Netzverstärkung ausgeweitet.

Die Regelung schreibt im Übrigen die bestehende Rechtslage, die bereits mehrfach höchstrichterlich geklärt wurde, ohne Änderungen fort.

Zu Absatz 4

In Absatz 4 wird klargestellt, dass die Verpflichtungen nach § 4 Abs. 6 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sowie nach § 12 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes von der Pflicht nach Absatz 1 unberührt bleiben.

Zu § 10 (Schadensersatz)

Zu Absatz 1

Die Vorschrift normiert einen Schadensersatzanspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber, wenn dieser

seinen Verpflichtungen zur Erweiterung der Netzkapazität nicht nachkommt. Nach Satz 2 muss der Netzbetreiber darlegen, dass die Maßnahmen, zu denen er verpflichtet ist, unverzüglich ergriffen hat oder die Pflichtverletzung nicht zu vertreten hat. Satz 3 stellt klar, dass weitere Schadensersatzansprüche, z. B. nach bürgerlichem Recht, daneben bestehen bleiben. Der Schaden kann jedoch in jedem Fall nur einmal geltend gemacht werden.

Ansprüche auf Schadenersatz, die sich aus anderen Rechtsgrundlagen ergeben, bleiben von dieser Vorschrift unberührt.

Zu Absatz 2

Die Regelung sieht einen Auskunftsanspruch der Anlagenbetreiber vor. Die Vorschrift dient einerseits der Sicherung des Schadenersatzanspruchs, andererseits – wie sich aus der Vorschrift selbst ergibt – in erster Linie aber, um zu erkennen, ob der Anspruch aus § 9 besteht. Insofern können alle nach § 9 Anspruchsberechtigten auch den Anspruch aus § 10 Abs. 2 geltend machen.

Zu § 11 (Einspeisemanagement)

In Zeiten mit einer hohen Einspeisung aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung auch in Kombination mit Zeiten, in denen starke nationale und internationale Handelsaktivitäten stattfinden, treten in einzelnen Regionen Deutschlands zunehmend Netzengpässe auf. Die Gründe hierfür liegen auch in der veränderten Erzeugungs- und Handelsstruktur, der fehlenden Netzsystemoptimierung sowie im sich verzögernden Netzausbau im Verteil- und Übertragungsnetz. Vor diesem Hintergrund wurde in der Neufassung des EEG 2004 in § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG das so genannte Erzeugungsmanagement eingeführt. Die praktische Umsetzung dieser Regelung führte zu einem in steigendem Maße wirtschaftlich kritischen Abregeln von Windenergieanlagen. Daher soll das Erzeugungsmanagement durch ein „Einspeisemanagement“ abgelöst werden, welches stärker darauf zielt, dass die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung in Zeiten, in denen dieser Strom angeboten werden kann, auch tatsächlich stattfinden kann.

Bislang wenden Netzbetreiber in Engpasssituationen das Erzeugungsmanagement an, indem sie die an ihr Netz angeschlossenen Erneuerbare-Energien-Anlagen, zurzeit noch vornehmlich Windenergieanlagen in Regionen mit einem hohen Anteil an Windstrom, ganz oder teilweise vom Netz nehmen. Die Anwendung des Erzeugungsmanagements kann bei gleich bleibender Rechtslage kurz- und mittelfristig auch Netzregionen in Süddeutschland betreffen, die durch den zunehmenden Ausbau der Nutzung der Biomasse und der Fotovoltaik geprägt sind. Es ist darüber hinaus nicht auszuschließen, dass auch bestehenden KWK-Anlagen zukünftig in Engpasssituationen bei Anwendung des Erzeugungsmanagements eine Drosselung bzw. Abschaltung droht. Wegen des stetig steigenden Einsatzes des Erzeugungsmanagements und der damit verbundenen Einnahmeverluste wird die Finanzierung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien deutlich erschwert, da bisher die Häufigkeit der Anwendung des Erzeugungsmanagements nicht oder nur mit erheblichen Unsicherheiten prognostiziert werden kann. Dies stellt ein wesentliches Investitionshemmnis für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien dar und gefährdet die Ausbauziele und damit auch die Klimaschutzziele des Bundes.

Ziel der gesetzlichen Regelung ist es daher, einen möglichst hohen Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung unter Aufrechterhaltung der Netzsicherheit in das Verbundnetz zu integrieren und dabei den gesetzlich vorgeschriebenen, unverzüglichen Netzausbau nicht zu beeinträchtigen. Die bisherige Regelung in § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG 2004 wird daher optimiert. Mit einer weiteren Ausgestaltung der Regelungen zum Einspeisemanagement wird eine Erhöhung der Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit für Betreiber von Erneuerbare-Energien-, Grubengas- und bestehenden KWK-Anlagen sowie für Netzbetreiber erreicht.

§ 11 stellt eine Ausnahme von der Verpflichtung der Netzbetreiber zur vorrangigen Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas dar. Bei Anwendung des Einspeisemanagements muss der angebotene Strom nicht bzw. nicht vollständig abgenommen werden. Die Regelung des § 11 beschreibt die Voraussetzungen, unter denen Netzbetreiber ausnahmsweise zur Regelung von Anlagen berechtigt sind.

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 ist der Netzbetreiber ausnahmsweise zur Regelung von Anlagen mit einer Leistung über der Bagatellgrenze zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung berechtigt. Alle wirtschaftlich zumutbaren Netzoptimierungsmöglichkeiten nach Stand der Technik müssen ausgeschöpft worden sein. Von diesem Recht zur Anwendung von Einspeisemanagement bleiben Verpflichtungen des Netzbetreibers, die Netzkapazität zur Erfüllung des Anspruchs der Einspeisewilligen nach § 9 unverzüglich zu erweitern, unberührt. Dabei ist der unter Berücksichtigung der internationalen und europäischen Erfahrungen fortgeschriebene Stand der Technik zu berücksichtigen.

Mit der Bagatellgrenze werden kleine Anlagen, die in der Regel von Privatpersonen betrieben werden, von den Regelungen zum Einspeisemanagement ausgenommen, um sie nicht übermäßig zu belasten. Der Netzbetreiber darf die genannten Anlagen regeln, soweit andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überschritten würde, die Abnahme der größtmöglichen Strommenge aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung sichergestellt wird und die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen wurden.

Nach einer Übergangszeit dürfte der Fall des Überschreitens der Netzkapazität praktisch nicht mehr vorkommen, da die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Kapazitätserweiterung nach § 9 gerade derartige Engpässe verhindern soll. Wird dennoch die Netzkapazität überschritten, deutet dies darauf hin, dass der jeweilige Netzbetreiber seiner Verpflichtung zur Kapazitätserweiterung nicht oder nicht vollständig nachgekommen ist.

Nach § 6 werden Anlagenbetreiber verpflichtet, Anlagen mit einer Leistung über der Bagatellgrenze mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeise-

leistung bei Netzüberlastung sowie zur Abrufung der jeweils aktuellen Ist-Einspeisung auszustatten und den Netzbetreiber zum Zugriff auf diese Einrichtungen zu berechtigen. Auf diese Weise kann der Netzbetreiber einerseits die vom Einspeisemanagement betroffenen Anlagen ferngesteuert regeln und andererseits – soweit technisch verfügbar – die Ist-Einspeisung der betroffenen Netzregion abrufen.

Die Sicherstellung der maximal möglichen Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt durch eine rechnergestützte Optimierung (Sensitivitätsanalyse). Hierzu darf der Netzbetreiber die Wechselwirkung zwischen einer Einspeisungsänderung an einem Netzknoten und dem Leistungsfluss über ein Netzbetriebsmittel vereinfacht als einen linearen Zusammenhang, den so genannten Sensitivitätsfaktor, beschreiben. Für das gesamte Netz ergibt sich somit eine Sensitivitätsmatrix, die den Zusammenhang abbildet, wie stark die an einem bestimmten Netzknoten eingespeiste Leistung die Leistungsflüsse über die verschiedenen Netzleitungen beeinflusst. Damit kann der Netzbetreiber ermitteln, welche Anlage in ihrer Einspeiseleistung beschränkt werden muss, um einen bestehenden Netzengpass zu beheben. Durch einen Optimierungsalgorithmus, der die bestehenden Netzengpässe und die insgesamt durch das Einspeisemanagement verhinderte Einspeiseleistung aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung in dem betroffenen Netzbereich als Zielfunktion enthält, kann nachweislich ermittelt werden, welche Anlagen in welcher Höhe ihre Leistung reduzieren müssen.

Im Ergebnis sollen zuerst diejenigen Erzeugungseinheiten herangezogen werden, die den stärksten Effekt auf die Sicherstellung der (n–1)-Sicherheit erwarten lassen. Ziel des technisch optimalen Einspeisemanagements ist die Sicherstellung der Netzsicherheit zu den betriebs- und volkswirtschaftlich geringsten Kosten und gleichzeitig größtmöglicher Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen.

Auch die Regelung im Rahmen des Einspeisemanagements darf nur in einer kurzen Übergangszeit bis zur Schaffung neuer Einspeisekapazitäten durch Optimierung, Verstärkung des bestehenden Netzes und Netzausbau erfolgen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 stellt deklaratorisch fest, dass der Netzbetreiber gegenüber Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung auch netz- oder marktbezogene Maßnahmen nach § 13 EnWG ergreifen kann, soweit der Einsatz des Einspeisemanagements nicht ausreichend ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Der so geregelte Vorrang der Maßnahmen des Einspeisemanagements gegenüber Maßnahmen nach dem EnWG tritt nur ein, wenn Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas geregelt werden müssen. Solange die Netzbetreiber ihrer Pflicht zur Sicherstellung von Sicherheit und Zuverlässigkeit der Netze durch Maßnahmen gerecht werden können, die andere Anlagen betreffen, sind ausschließlich Maßnahmen nach dem Energiewirtschaftsgesetz anzuwenden. Unberührt bleibt auch das Recht der Netzbetreiber, vertragliche Vereinbarungen zur besseren Netzintegration von Anlagen zu treffen, wie sich aus § 4 Abs. 2 und § 8 Abs. 3 ergibt. Allerdings darf eine solche Vereinbarung, wie aus § 8 Abs. 3 folgt, nicht zur Umgehung der Entschädigungspflicht nach § 12 führen. Über § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG gilt dies auch für Betreiber von Verteilnetzen. Dabei ist zwischen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG zu unterscheiden. Nur der subsidiäre § 13 Abs. 2 EnWG lässt Ausnahmen vom Vorrang Erneuerbarer Energien zu.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt Nachweis- und Informationspflichten im Fall der Anwendung des Einspeisemanagements. Auf Anfrage der vom Einspeisemanagement betroffenen Anlagenbetreiber muss der Netzbetreiber binnen vier Wochen die Erforderlichkeit des Einspeisemanagements durch geeignete Unterlagen nachweisen. Zu diesen Unterlagen zählen auch die Protokolle über die Ist-Einspeisung in der Netzregion. Die vorzulegenden Nachweise müssen nach Satz 2 vollständig und nachvollziehbar sein.

Zu § 12 (Härtefallregelung)

§ 12 schafft eine Entschädigungsregelung für Anlagenbetreibende, die vom Einspeisemanagement besonders betroffen sind. Hiermit sollen die Finanzierbarkeit neuer Projekte und ein effizienter Einsatz des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber gewährleistet werden. Vorbild der Regelung ist die Vorschrift des § 4 Abs. 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes.

Zu Absatz 1

Absatz 1 normiert einen gesetzlichen Anspruch auf eine vertragliche Entschädigungsregelung für Anlagenbetreibende im Fall des Einspeisemanagements. Voraussetzung ist, dass den Anlagenbetreibenden ein finanzieller Nachteil entstanden ist. Aufgrund der Regelung der Anlagen muss die jeweilige Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber weniger Strom eingespeist oder Wärme abgesetzt haben, als ohne diese Maßnahmen möglich gewesen wäre.

Es ist nicht zulässig, Maßnahmen nach den subsidiären §§ 13 und 14 EnWG zu ergreifen, um der Entschädigungspflicht zu entgehen. Dieses Vorgehen wäre rechtsmissbräuchlich und riefe einen Schadenersatzanspruch hervor.

Die Höhe der Entschädigung ist dabei im Regelfall durch Vereinbarung von Netz- und Anlagenbetreibenden zu ermitteln. Scheitert eine Preisvereinbarung, gilt die übliche Entschädigung als vereinbart. Für die Ermittlung der üblichen Entschädigung ist die Höhe der im Abrechnungsjahr entstandenen reduzierten Stromeinspeisung bzw. Wärmeveräußerung zugrunde zu legen. Dabei sind für die Höhe des Vergütungsausfalls die Vergütungen des EEG maßgeblich. Im Fall der Eigenvermarktung ist das der Preis, den die Anlagenbetreibenden nachweislich erhalten hätten. Die entgangenen Wärmeerlöse sind entsprechend der Wärmelieferverträge zu ermitteln. Dabei sind auch gegebenenfalls fällige Vertragsstrafen zu berücksichtigen. Ersparte Aufwendungen sind in Abzug zu bringen.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 kann der Netzbetreiber die gezahlten Entschädigungen bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz

bringen, soweit er die Regelung der Anlagen bzw. Durchführung von netz- oder marktbezogenen Maßnahmen nicht zu vertreten hat. Nach Satz 2 hat der Netzbetreiber Maßnahmen insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Optimierungsmöglichkeiten ausgeschöpft hat. Damit wird der Einsatz des Einspeisemanagements an die vorherige Ausschöpfung aller zumutbaren technischen und betrieblichen Optimierungsmöglichkeiten geknüpft.

Zu Absatz 3

Nach Absatz 3 bleiben Schadensersatzansprüche des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber aus sonstigem Recht unberührt.

Zu Abschnitt 3 (Kosten)

Zu § 13 (Netzanschluss)

§ 13 regelt, wer die Kosten für den Netzanschluss zu tragen hat. Absatz 1 gibt den Wortlaut von § 13 Abs. 1 Satz 1 der alten Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wieder, während Absatz 2 dem § 13 Abs. 1 Satz 2 zweiter Halbsatz EEG 2004 entspricht.

Das zugrunde gelegte System der sog. flachen Anschlusskosten sendet im Gegensatz zu anderen möglichen Anschlusskosten-Regimen die besten ökonomischen Signale zur Netzintegration dezentraler Anlagen. Die Kostenregelung sorgt dafür, dass die Kosten für Anlagenbetreiber möglichst niedrig sind, die Marktzutrittsschranken so niedrig wie möglich gehalten werden, die Kalkulation einfach und transparent ist und die Transaktionskosten bei Anlagen- und Netzbetreibern reduziert werden. Auf diese Weise werden die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Netzanschlusses niedrig gehalten. Sie begünstigen damit einen hohen Anteil dezentraler Anlagen an der Gesamtstromerzeugung. Die Kostenregelung erfüllt damit in einem besonderen Maße die energierechtlichen Vorgaben (Diskriminierungsfreiheit, Transparenz, Objektivität).

Zu Absatz 1

Die Kosten für den Anschluss der Anlage an den Verknüpfungspunkt haben die Anlagenbetreibenden zu tragen. Dies umfasst auch die Kostentragungspflicht für alle zum Betrieb notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung der von den Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas gelieferten sowie von diesen bezogenen elektrischen Arbeit.

Diese Regelung dient der Vermeidung von Rechtsstreitigkeiten und damit der Transparenz und Rechtssicherheit.

Zu Absatz 2

Nach § 5 Abs. 3 kann der Netzbetreiber Anlagenbetreibenden einen anderen als den nächsten Verknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 zuweisen. In diesem Fall muss der Netzbetreiber die sich aus der Zuweisung ergebenden Mehrkosten tragen.

Diese Regelung bestand im Vorgängergesetz ausdrücklich nur für Kleinanlagen unter 30 Kilowatt. Allerdings ist auch schon in der bisherigen Fassung dieses Gesetzes davon ausgegangen worden, dass eine Weigerung des Anlagenbetreibers, dem Anschluss an einen anderen als dem nächstgelegenen Verknüpfungspunkt zuzustimmen, treuwidrig wäre, wenn der Netzbetreiber die dadurch verursachten Mehrkosten trägt und es zu keiner Verzögerung des Anschlusses kommt.

Zu § 14 (Kapazitätserweiterung)

Die notwendigen Kosten einer Maßnahme im Sinne des § 9 Abs. 1 trägt der Netzbetreiber, bei dem die Kapazitätserweiterung erforderlich wird.

Zu § 15 (Vertragliche Vereinbarung)

Der Netzbetreiber kann die ihm durch vertragliche Vereinbarung zur besseren Netzintegration entstehenden Kosten im nachgewiesenen Umfang bei den Netznutzungsentgelten in Ansatz bringen. Dies ist sinnvoll, um die Bereitschaft der Netzbetreiber zu erhöhen, solche Verträge zu schließen. Die konkrete Höhe der anzusetzenden Kosten richtet sich nach allgemeinem Energiewirtschaftsrecht und sollte durch die Regulierungsbehörden überprüft werden, um mögliche Missbrauchsfälle zu unterbinden.

Zu Teil 3 (Vergütung)

Zu Abschnitt 1 (Allgemeine Vergütungsvorschriften)

Zu § 16 (Vergütungsanspruch)

Zu Absatz 1

Netzbetreiber sind verpflichtet, Strom, der ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder ausschließlich aus Grubengas oder ausschließlich aus beiden Energieträgern gleichzeitig gewonnen wird, nach Maßgabe dieses Gesetzes zu vergüten. § 16 Abs, 1 entspricht im Wesentlichen § 5 Abs. 1 Satz 1 EEG 2004. Die Vergütung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas setzt grundsätzlich voraus, dass der Strom nach § 8 abgenommen worden ist. Eine Ausnahme hiervon bildet § 33 Abs. 3.

Das Gesetz hält hinsichtlich der Vergütung an dem Ausschließlichkeitsprinzip fest, wonach grundsätzlich nur diejenige Art der Stromerzeugung privilegiert wird, die vollständig auf dem Einsatz der genannten Energien beruht. Die bis zum 31. Dezember 2006 ausnahmsweise erlaubte Zünd- oder Stützfeuerung mit anderen Energieträgern ist für nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene Anlagen nicht mehr zulässig. Im Rahmen der Stromerzeugung aus Biomasse kann bei der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz die technische Konditionierung mit LPG (Flüssiggas) notwendig sein. Die LPG-Konditionierung im Rahmen des Erforderlichen stellt keinen Verstoß gegen das Ausschließlichkeitsprinzip dar, sondern ist zulässig. Ebenfalls ausnahmsweise zulässig und mit dem Ausschließlichkeitsprinzip vereinbar ist der Einsatz von Betriebshilfsmitteln, die der Anlagen- und Verfahrenstechnik zuzurechnen sind und aus denen selbst nachweislich keine nennenswerte Gas- bzw. Stromproduktion erfolgt. Ein Vergütungsanspruch besteht für beide Stoffgruppen aber nicht.

Ein konventioneller Anfahrbetrieb darf erfolgen; allerdings besteht in diesem Zeitraum kein Anspruch auf Vergütung. Das Ausschließlichkeitskriterium bezieht sich auf den Prozess der Stromerzeugung selbst und nicht auf die vorbereitenden Schritte. Daher ist es unschädlich, wenn

z. B. konventionell erzeugter Strom für das Anfahren von Windenergieanlagen eingesetzt wird. Das Gleiche gilt für einen Probebetrieb mit nicht erneuerbaren Brennstoffen; dieser steht einer späteren Vergütung nicht entgegen. Die Vergütung kann aber erst gewährt werden, wenn Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas gewonnen wird. Entsprechend kann auch eine Umstellung einer bislang fossil betriebenen Anlage erfolgen. Dabei ist aber die Vorschrift zur Vergütungsdauer zu beachten.

Entscheidend sind nach dem Zweck des Gesetzes die Umwelt- und Klimafreundlichkeit des jeweiligen Verfahrens in der Bilanz. Wichtig ist, dass eine Vergütung immer nur erfolgen kann, wenn der erzeugte Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen oder aus Grubengas stammt. § 16 Abs. 1 steht einer Vergütung von Strom, der nicht in Übereinstimmung mit dem Ausschließlichkeitsprinzip gewonnen wird, auch in Höhe der in diesem Gesetz vorgesehenen Vergütungssätze nicht entgegen. Allerdings besteht dann keine Möglichkeit, diesen Strom und die entsprechenden Zahlungen in das Ausgleichssystem einzustellen. Im Interesse des Verbraucherschutzes ist dies auch bei übereinstimmendem Handeln der Anlagen-, Netz- und Übertragungsnetzbetreiber nicht zulässig.

Mit dem Ausschließlichkeitsprinzip vereinbar ist die Nutzung verschiedener erneuerbarer Energiequellen in einer Anlage (sog. Hybridanlagen). Davon erfasst ist beispielsweise die Kombination einer Biomasseanlage mit einer Geothermieanlage oder mit einer Anlage zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie. Auch der gemeinsame Einsatz von nach der Biomasseverordnung anerkannter Biomasse mit Deponie- oder Klärgas oder sonstiger Biomasse ist zulässig. Solche Kombinationen können die energetische Effizienz der Anlage erhöhen und zu einer gleichmäßigen oder regelbaren Erzeugung von Strom beitragen. Die Vergütung dieser kombinierten Anlagen erfolgt jeweils anteilig auf Basis des Energiegehalts des jeweiligen Energieträgers. Kann ein derartiger Nachweis nicht in geeigneter Weise erbracht werden, gilt für den gesamten erzeugten Strom der niedrigere Vergütungssatz.

In die Vergütungsvorschrift ist der Begriff „mindestens“ neu eingefügt worden. Dies bezieht sich auf die Höhe der Vergütung. Damit geht keine inhaltliche Änderung einher. Früher wurden die einzelnen Vergütungssätze für die einzelnen Erneuerbaren Energien als Mindestvergütungen bezeichnet. In der Neufassung wird dieser Begriff durch den Begriff Vergütung ersetzt. Im Gegenzug wird in § 16 Abs. 1 das Wort „mindestens“ eingefügt.

Zu Absatz 2

Absatz 2 stellt klar, dass die Ansprüche auf Vergütung auch bestehen, wenn Strom aus Erneuerbaren Energien vor der Einspeisung zwischengespeichert wurde. Zu vergüten ist der Strom, der aus dem Speicher in das Netz ausgespeist wird.

Zu Absatz 3

Die Vergütungspflicht nach Absatz 1 besteht nach Absatz 2 nur, wenn der Anlagenbetreiber seinen genannten Verpflichtungen nachkommt.

Zu § 17 (Eigenvermarktung)

Die Eigenvermarktung wird ausdrücklich geregelt und an Bedingungen geknüpft. Sinn und Zweck dieser Regelung ist es zu verhindern, dass die Chancen und Gewinne der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas allein bei den Anlagenbetreibern verbleiben, während die Risiken von den Stromvertriebsunternehmen getragen werden.

Derzeit besteht das Risiko, dass Anlagenbetreiber den am besten am Markt verkäuflichen Strom, insbesondere zu Zeiten, zu denen die Preise besonders hoch sind, selbst vermarkten, während die schlechter prognostizierbaren Mengen zu Zeiten, zu denen der Marktpreis gering ist, über das Erneuerbare-Energien-Gesetz abgesetzt werden. Damit steigen insgesamt die Strompreise, ohne dass sich für die Volkswirtschaft ein Mehrwert, zum Beispiel ein markt- und netzgerechtes Erzeugungsverhalten der Anlagenbetreiber, ergibt.

Ein weiterer Grund für die Regelung der Eigenvermarktung ist, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine gewisse Sicherheit über die aufgrund des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes abzunehmenden Strommengen brauchen, da sie auf Grundlage dieser Mengen über den Zukauf weiterer Mengen entscheiden.

Zu Absatz 1

Absatz 1 sieht ab dem Zeitpunkt der erstmaligen Geltendmachung eines Anspruchs auf Vergütungen nach dem EEG eine Pflicht zur Einspeisung des gesamten erzeugten Stroms in das Netz vor. Der eingespeiste Strom muss auch dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden und kann entsprechend nicht durchgeleitet und an Dritte verkauft werden. Ausgenommen von dieser Pflicht ist der Strom, der von den Anlagenbetreibern oder von in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage stehenden Dritten verbraucht wird. Es ist unschädlich, wenn sich die Anlagenbetreibenden einer dritten Person, etwa eines Stromvertriebsunternehmens als Vermittler, bedienen.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 kann abweichend von Absatz 1 der erzeugte Strom dann an Dritte veräußert werden, wenn dies dem Netzbetreiber bis zum Ablauf der im Gesetz genannten Frist angezeigt wurde. Der Vergütungsanspruch entfällt immer für den im Gesetz angegebenen Zeitraum. Die Regel soll, wie bereits oben dargelegt, ein „Rosinenpicken“ der Anlagenbetreiber verhindern. Die langfristige Festlegung ist nötig, um den Netzbetreibern zu ermöglichen, Prognosen für die Einspeisung von EEG-Strom im kommenden Jahr zu erstellen. So sollen auch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen mehr Planungssicherheit erhalten.

Auch wenn ein Anlagenbetreiber den Strom für ein oder mehrere Jahre selber vermarktet, läuft der Vergütungszeitraum von 20 Jahren weiter. Der Vergütungszeitraum wird also durch die zeitweilige Eigenvermarktung nicht unterbrochen.

Dem Gesetzgeber ist bewusst, dass die rigiden Regelungen dieses Paragraphen eine Eigenvermarktung eher unattraktiv machen. Die Nachteile sollen durch einen Bonus für die

Eigenvermarktung, der durch eine Verordnung ausgestaltet werden soll, ausgeglichen werden.

Zu Absatz 3

Absatz 3 ermöglicht nach einer Eigenvermarktung gemäß Absatz 2 die Rückkehr in das Vergütungssystem des EEG, wenn der Anlagenbetreiber dies wünscht. Diese Rückkehr muss ausreichend früh angekündigt werden, um die durch die Absätze 1 und 2 hergestellte Planungssicherheit zu erhalten.

Zu § 18 (Vergütungsberechnung)

Die Vorschrift regelt die Berechnung der Vergütung.

Zu Absatz 1

Die Regelung ist materiell identisch mit § 12 Abs. 2 Satz 1 EEG 2004. Die Regelung soll als gleitende Vergütungsregelung verhindern, dass beim Überschreiten der jeweiligen Schwellenwerte der Anlagen Vergütungssprünge entstehen. Nur eine solche stufenlose Regelung kann Ungerechtigkeiten bei der Vergütung des Stroms aus verschieden großen Anlagen vermeiden und trägt deshalb dazu bei, Über- oder Unterförderung auszuschließen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 gibt den alten § 12 Abs. 2 Satz 2 wieder. Er definiert einen von § 3 abweichenden Leistungsbegriff für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, Klär-, Deponie- und Grubengas, Biomasse und Geothermie, der aber nur für die Zuordnung einer Anlage zu dem die Vergütungshöhe bestimmenden jeweiligen Schwellenwert gilt.

Die Zuordnung erfolgt damit nicht nach der installierten Leistung, sondern nach der durchschnittlichen Jahresarbeit. Bei der solaren Strahlungsenergie bleibt es jedoch bei der Zuordnung nach der installierten Leistung.

Zu Absatz 3

Absatz 3 ist inhaltsgleich mit der Regelung des § 12 Abs. 7 EEG 2004.

Zu § 19 (Vergütung für Strom aus mehreren Anlagen)

Die Vorschrift gibt als Konkretisierung zur allgemeinen Vorschrift des § 18 die Bestimmung der Vergütung für Strom aus mehreren Anlagen vor. Dabei wird an die bisherige Regelung des § 3 Abs. 2 Satz 2 angeknüpft und die Frage der Behandlung mehrerer Anlagen nunmehr an der systematisch richtigen Stelle – in den allgemeinen Vergütungsvorschriften – geklärt.

Die Vorschrift ist inhaltlich mit der bisherigen identisch. Sie dient insbesondere dazu, die dem Gesetzeszweck widersprechende Umgehung der für die Vergütungshöhe geltenden Leistungsschwellen durch Aufteilung in kleinere Einheiten zu verhindern.

Das sog. Anlagensplitting stellt insbesondere ein Problem im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse dar. Dabei werden anstelle einer oder mehrerer großer Anlagen eine Vielzahl kleiner Anlagen errichtet, um die höheren Vergütungen und Boni der unteren Leistungsklassen zu erhalten. Dieses Vorgehen war schon nach bislang geltendem EEG rechtswidrig, wie auch die Bundesregierung auf Antrag des Bundesrates ausdrücklich festgestellt hat (Bundestagsdrucksache 16/2455, S. 13 f.).

Der Gesetzgeber hat die Differenzierung nach Leistungsklassen eingeführt, um den höheren Stromgestehungskosten kleinerer dezentraler Anlagen Rechnung zu tragen (vgl. Begründung zu § 5 EEG 2000, Bundestagsdrucksache 14/2776, S. 22 f.). Er hatte bereits bei der Verabschiedung des EEG 2004 vorhergesehen, dass insbesondere bei modularen Techniken größere Anlagen in mehrere kleine Module aufgeteilt werden könnten. Da auf diese Weise volkswirtschaftlich unsinnige Kosten hervorgerufen würden, die im Ergebnis von den Stromverbrauchern zu tragen wären, hat er in § 3 Abs. 2 Satz 2 EEG 2004 klargestellt, dass mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus gleichartigen Erneuerbaren Energien, die mit gemeinsamen für den Betrieb technisch erforderlichen Einrichtungen oder baulichen Anlagen unmittelbar verbunden sind, grundsätzlich als eine Anlage gelten.

Es ist aber auch dann von einer rechtsmissbräuchlichen und damit rechtswidrigen Umgehung der Leistungsklassen auszugehen, wenn zwar keine gemeinsamen für den Betrieb technisch erforderlichen Einrichtungen vorliegen oder die Module nicht mit baulichen Anlagen unmittelbar verbunden sind, aber ein vernünftiger Anlagenbetreiber, der die gesamtwirtschaftlichen Folgekosten bedenkt, statt vieler kleiner Module mehrere größere Module oder eine einzige Anlage errichtet hätte. So ist etwa die Verwendung von zwölf Blockheizkraftwerken mit einer Leistung von 500 kW anstelle eines auf dem Markt verfügbaren BHKW mit einer Leistung von 6 MW grundsätzlich als rechtsmissbräuchlich einzustufen. Denn damit liegt ein Verstoß gegen die schutzwürdigen Interessen des zuständigen Netzbetreibers und (infolge des Ausgleichsmechanismus) der Letztversorger und mittelbar der Stromverbraucher vor, die die entstehenden Mehrkosten tragen müssten. Die Regelung des § 19 Abs. 1 stellt dies nun ausdrücklich klar.

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 gelten mehrere Anlagen unter den genannten Voraussetzungen zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage. Unter Inbetriebsetzung ist dabei der Zeitpunkt, an dem die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber erstmalig Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas zur Einspeisung in das Netz aufgrund der technischen Bereitschaft der Anlage zur Stromerzeugung nach ihrer Herstellung tatsächlich zur Abnahme anbietet. Es ist daher ausreichend, wenn die Anlagenbetreibenden das ihrerseits Erforderliche getan haben, um Strom ordnungsgemäß in das Netz einspeisen zu können. Insbesondere kommt es nicht auf den Anschluss der Anlage oder eine Abnahme der Anlage durch den Netzbetreiber an. Eine Mitwirkung des Netzbetreibers ist nicht erforderlich, um willkürliche Verzögerungen ausschließen zu können. Im Gegensatz zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nach § 3 Nr. 5 ist für das Inbetriebsetzen des Generators im Sinne des § 19 eine Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas erforderlich.

Die Vergütung umfasst dabei sowohl die jeweiligen Grundvergütungen als auch die Boni, da der Anspruch auf die

Boni teilweise nur bis zu einer bestimmten Leistungsgrenze besteht (z. B. besteht Anspruch auf den Technologie-Bonus nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 für Strom, der in Anlagen mit einer Leistung bis zu 5 Megawatt erzeugt wird, vgl. Anlage 1).

Die Anlagen müssen sich nach Nummer 1 auf demselben Grundstück befinden oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe stehen. Indizien für das Vorliegen einer solchen Nähe sind Verbindungen der Anlagen durch für den Betrieb technisch erforderliche Einrichtungen oder sonstige Infrastruktureinrichtungen. Während unter betriebstechnisch erforderliche Einrichtungen beispielsweise Staumauern und Fermenter von Biogasanlagen fallen, sind Infrastruktureinrichtungen z. B. Wechselrichter, Netzanschluss, Anschlussleitungen, eine Stromabführung in gemeinsamer Leitung, Transformatoren, Messeinrichtungen, Verbindungswege und Verwaltungseinrichtungen. Werden derartige Einrichtungen von mehreren Anlagen genutzt, kann von einer räumlichen Nähe ausgegangen werden, so z. B. bei mehreren Biogasanlagen, die über einen gemeinsamen Weg beliefert werden und auf diese Weise verbunden sind (sog. Biogasanlagenpark). Gleiches gilt für mehrere Biogasanlagen, die einen Fermenter oder ein Gärrestlager gemeinsam nutzen oder über einen gemeinsamen ORC-Prozess verbunden sind. Aber auch ohne diese direkten Verbindungen kann ein räumlicher Zusammenhang bestehen; dies ist in einer Gesamtbetrachtung des Einzelfalls unter Berücksichtigung des Grundsatzes von Treu und Glauben und des Normzwecks zu ermitteln. Vom räumlichen Zusammenhang nicht erfasst werden Fälle, in denen auf Häusern benachbarter Grundstücke Fotovoltaikanlagen angebracht werden, da hier eine Nähe zwangsläufig aus der Siedlungsstruktur sowie der Fotovoltaiktechnik folgt.

Nach Nummer 2 müssen die Anlagen gleichartige Erneuerbare Energien einsetzen. Der Begriff der Erneuerbaren Energien ist in § 3 Nr. 3 definiert. Weitere Voraussetzung ist nach Nummer 3, dass der in den Anlagen erzeugte Strom in Abhängigkeit von der Leistung der Anlage vergütet wird. Daher gelten mehrere Windenergieanlagen, die gemeinsame Infrastruktureinrichtungen nutzen, nicht als eine Anlage. Schließlich müssen die Anlagen nach Nummer 4 innerhalb von zwölf aufeinander folgenden Monaten in Betrieb genommen werden.

Zu Absatz 2

Absatz 2 gibt den bisherigen § 12 Abs. 6 Satz 1 und 2 wieder; inhaltliche Änderungen erfolgen nicht. Anlagenbetreiber können danach Strom aus mehreren Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen. In diesem Fall ist für die Berechnung der Vergütungen die Leistung jeder einzelnen Anlage maßgeblich. Bei Vorliegen der Vorraussetzungen des Absatzes 1 wird jedoch eine Gesamtbetrachtung vorgenommen.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält die Regelung des bisherigen § 12 Abs. 6 Satz 3 zur Ermittlung der Vergütungen mehrerer Windenergieanlagen bei Nutzung einer gemeinsamen Messeinrichtung.

Zu § 20 (Degression)

Die Degression, die im EEG 2004 für jede Technologie einzeln in der jeweiligen Vergütungsvorschrift geregelt war, wurde im jetzt vorliegenden Gesetz in einer Vorschrift ohne materielle Änderung des Mechanismus selbst zusammengefasst. Die Vorschrift erstreckt die Degression nunmehr auch auf die Boni.

Dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit obliegt es, die Entwicklung zu beobachten und gegebenenfalls gemäß dem Erfahrungsbericht eine differenzierte Anpassung der Vergütungshöhen und Boni für Neuanlagen vorzuschlagen.

Dabei gelten die Vergütungssätze und Boni, die im Jahr der Inbetriebnahme gelten, für die gesamte Vergütungsdauer in unveränderter Höhe. Die Degression betrifft jeweils nur die später in Betrieb gehenden Anlagen. In diesem Zusammenhang ist auch die Vorschrift über den Vergütungsbeginn und die Vergütungsdauer zu beachten: Der Austausch des Generators oder der sonstigen genutzten technischen oder baulichen Teile führt nicht zu einem Neubeginn oder einer Verlängerung der Vergütungsfrist und folglich auch nicht zu einer Veränderung des Vergütungs- oder Bonussatzes.

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt das Prinzip der Degression. Nach Absatz 1 sinken jeweils zum 31. Dezember jeden Jahres die Vergütungen und Boni für nach diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Generatoren um den in Absatz 2 festgelegten Prozentsatz. Die Vergütung ggf. zuzüglich Bonus für den in einer Anlage erzeugten Strom bleibt über den gesamten Vergütungszeitraum konstant. Aufgrund der Degression ist dieser Vergütungssatz jedoch für später in Betrieb genommene Generatoren niedriger als für früher in Betrieb genommene Generatoren, wenn zwischen den Inbetriebnahmen ein Jahreswechsel liegt.

Zu Absatz 2

Zur Berücksichtigung des technologischen Fortschritts und wegen der erwarteten Kostensenkung erfolgt baujahreinheitlich eine nominale, degressiv ausgestaltete jährliche Absenkung der Vergütungs- und Bonussätze. Die Nummern 1 bis 8 legen die Degression für die einzelnen erneuerbaren Energieträger fest. Im Bereich der solaren Strahlungsenergie erhöht sich die Degression stufenweise. Die Degressionsschritte für Windenergie auf See setzen erst mit dem Jahr 2015 ein. Erst in den kommenden Jahren werden die ersten Windenergieanlagen auf See in Betrieb gehen, so dass zunächst noch keine kostensenkenden technischen Entwicklungen zu erwarten sind, die eine Degression zum jetzigen Zeitpunkt rechtfertigen würden.

Zu Absatz 3

Für die Berechnung der Vergütungs- und Bonussätze findet eine Rundung des Werts auf zwei Stellen hinter dem Komma statt. Ausgangspunkt für die Berechung der Degression für das folgende Jahr ist aber der ungerundete Vorjahreswert (Summe von Vergütung und ggf. Boni). Über die nominale Degression hinaus ist bei der allgemeinen Betrachtung der wirtschaftlichen Entwicklung der Anlagen zur

Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas die reale Preisentwicklung zu berücksichtigen.

So errechnet sich die Vergütung im Beispielsfall einer Biogasanlage mit einer Leistung von 140 kW, die nachwachsende Rohstoffe entsprechend der Positivliste einsetzt, eine KWK-Nutzung nach der Positivliste hat und im Jahr 2011 in Betrieb genommen worden ist, mit einem Gülleanteil unter 30 Prozent wie folgt:

V_I = runden $((V_{2009} + B_{Nawaro} + B_{KWK}) \times 0{,}99^{I-2009}; 2)$

$V_{2011} = ((11{,}67 + 8 + 3) \times 0{,}99^{2011-2009}; 2) = 22{,}22$ Ct/kWh

Dabei ist V = Vergütung, I = Inbetriebnahmejahr,
B_{Nawaro} = Nawaro-Bonus, B_{KWK} = KWK-Bonus.

Zu § 21 (Vergütungsbeginn und -dauer)

Die Norm regelt den Vergütungsbeginn und die Vergütungsdauer und greift damit den bislang geltenden § 12 Abs. 3 EEG 2004 auf. Darüber hinaus enthält die Norm Klarstellungen, die in der Rechtsprechung aufgetretene Auslegungsschwierigkeiten beheben sollen.

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 sind die Vergütungen ab dem Zeitpunkt zu zahlen, ab dem der Generator erstmals Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt. Dieser Strom muss in das Netz eingespeist bzw. von den Anlagenbetreibenden oder Dritten in räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht worden sein. Insbesondere in letzterem Fall muss die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber auch EEG-Vergütung beanspruchen. Da die erstmalige Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas maßgeblich ist, besteht beispielsweise während eines Probebetriebs der Anlage mit konventionellen Energieträgern kein Anspruch auf EEG-Vergütung. Die Höhe der Vergütung ist in den §§ 23 bis 33 geregelt. Weichen das Jahr der erstmaligen Inbetriebnahme und das Jahr der erstmaligen Stromerzeugung ausschließlich aus Erneuerbaren Energien voneinander ab (z. B. nach Umstellung von fossilen auf erneuerbare Energieträger), wird die Vergütungshöhe von der Rechtslage zum Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebnahme bestimmt. Dies ergibt sich schon aus § 20 Abs. 1.

Zu Absatz 2

Absatz 2 bestimmt die Vergütungsdauer. Eine Befristung der Vergütung verhindert einerseits die dauerhafte Vergütung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas und dient anderseits der Absicherung der Investoren, da sie diesen ein Höchstmaß an Planungssicherheit bietet. Die Befristung der Vergütungszahlungen folgt dabei gängigen energiewirtschaftlichen Berechnungsformeln und Amortisationszyklen. Die Vergütungen sind für 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen. Die bislang geltenden abweichenden Vergütungszeiträume für Wasserkraftanlagen wurden im Interesse einer Vereinheitlichung des Gesetzes angepasst. Nach Satz 2 ist Beginn der 20-jährigen Vergütungsdauer der Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Generators, unabhängig davon, ob er mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb genommen wurde.

Unter Inbetriebnahme ist das erstmalige Inbetriebsetzen der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft zu verstehen, unabhängig davon, ob der Generator der Anlage mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen fossilen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde, § 3 Nr. 5. Unerheblich für die Bestimmung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme ist, ob die Anlage zu einem späteren Zeitpunkt an einen anderen Ort versetzt wird. Für die Dauer und Höhe des Vergütungsanspruchs ist auch nach einer Versetzung das Datum der erstmaligen Inbetriebnahme maßgeblich.

Für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme kommt es auch nicht auf den eingesetzten Energieträger an. Eine Inbetriebnahme mit der Folge des Beginns der 20-jährigen Vergütungsdauer liegt also auch dann vor, wenn der Generator mit konventionellen Energieträgern in Betrieb genommen wurde. Bei einer späteren Umstellung der Anlage auf erneuerbare Energieträger ist daher die vorherige, erstmalige Inbetriebnahme maßgeblich. Wird z. B. ein Generator zunächst mit Erdgas betrieben und später auf Biogas umgestellt, ist Beginn des 20-jährigen Vergütungszeitraums die erstmalige Inbetriebnahme mit Erdgas. Auch bei Einbau eines gebrauchten Generators in ein Blockheizkraftwerk ist auf die erstmalige Inbetriebnahme des Generators abzustellen und nicht auf die erneute Inbetriebnahme im Blockheizkraftwerk.

Bei Zwischenspeichern nach § 3 Nr. 1 Satz 2 ist für den Beginn der Vergütungsdauer auf die Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage im Sinne von § 3 Nr. 1 Satz 1 abzustellen. Dies ergibt sich unter systematischen Gesichtspunkten schon aus der Regelung des § 16 Abs. 2.

Zu Absatz 3

Absatz 3 stellt klar, dass der Austausch des Generators oder der sonstigen genutzten baulichen und technischen Teile nicht zum Neubeginn oder zur Verlängerung des 20-jährigen Vergütungszeitraums führt.

Eine Ausnahme hiervon bildet § 23, wonach im Fall der Leistungserhöhung bei bestimmten Wasserkraftanlagen ein neuer Vergütungszeitraum zu laufen beginnt.

Die bisherige Regelung, wonach im Fall einer Erneuerung der Anlage zu mindestens 50 Prozent der für eine Neuherstellung erforderlichen Kosten eine Neuinbetriebnahme vorliegt, ist weggefallen. Zum einen erwies sich diese Gleichstellung von Inbetriebnahme und Erneuerung nicht als sachgerecht, da bereits die Erbringung der Hälfte der Investitionskosten zum gleichen Ergebnis – Vergütung in gleicher Höhe für 20 Jahre – geführt hat. Zum anderen besteht für diese Regelung nunmehr kein Bedarf mehr. Insbesondere Biomasseanlagen sollten durch eine Erneuerung die Möglichkeit erhalten, auch die Boni (Technologie- bzw. KWK-Bonus) zusätzlich zur Grundvergütung in Anspruch nehmen zu können. Da für derartige Maßnahmen eine ausreichende Zeitspanne zur Verfügung stand, ist diese Regelung nun entbehrlich.

Im Fall der Erweiterung einer Anlage um zusätzliche Generatoren liegt keine Erneuerung oder kein Austausch vor, da die bereits vorhandenen Anlagenteile nicht verändert werden. Für die zusätzlichen Generatoren gelten die gleichen Regelungen, die auch für einzelne Anlagen gelten. Damit ist

für den Beginn des Vergütungszeitraums auf die erstmalige Inbetriebnahme des neuen Generators abzustellen. Für die Vergütungshöhe ist § 19 zu beachten.

Zu § 22 (Aufrechnung)

Die Regelung in § 22 gibt inhaltlich § 12 Abs. 4 des EEG 2004 wieder.

Zu Absatz 1

Absatz 1 verbietet die Aufrechnung von bestrittenen oder nicht rechtskräftig festgestellten Forderungen des Netzbetreibers mit den Vergütungsansprüchen des Anlagenbetreibers.

Durch diese Regelung soll verhindert werden, dass die wirtschaftlich übermächtigen Netzbetreiber, die weiterhin ein natürliches Monopol besitzen, unbillig hohe Mess-, Abrechnungs-, Blindstrom- und Versorgungskosten von den Anlagenbetreibern durch Aufrechung erlangen und das Prozessrisiko auf die Anlagenbetreiber abwälzen.

Zu Absatz 2

In Absatz 2 ist es zu einer Änderung gekommen, da die Allgemeinen Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden vom 21. Juni 1979 am 8. November 2006 außer Kraft getreten sind. Eine vergleichbare Regelung findet sich jedoch jetzt in 23 Abs. 3 der Niederspannungsanschlussverordnung.

Zu Abschnitt 2 (Besondere Vergütungsvorschriften)

Zu § 23 (Wasserkraft)

Die Regelung des § 23 gibt im Wesentlichen die Regelung des § 6 EEG 2004 wieder, wobei einige Anpassungen mit Blick auf die Evaluierung durch den Erfahrungsbericht zum EEG vorgenommen und die Regelung für die Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen, die bisher in den Übergangsbestimmungen (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2004) enthalten war, aufgrund ihrer großen Bedeutung unmittelbar in die Vergütungsvorschrift integriert wurden (Absatz 2). Die Absätze 1 und 2 beziehen sich auf die kleine und die Absätze 3 und 4 auf die große Wasserkraft, während die Absätze 5 und 6 allgemeine Voraussetzungen für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft festlegen.

Zu Absatz 1

Die bestehende Regelung für kleine Wasserkraftanlagen wird im Wesentlichen fortgeschrieben. Die Erhöhung der Grundvergütung für Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 500 Kilowatt erfolgt, weil im Rahmen der Vereinheitlichung der Vergütungsdauer der Vergütungszeitraum von bisher 30 auf 20 Jahre gesenkt wurde. Um die dadurch entstehenden Einbußen auszugleichen, wurde die Erhöhung notwendig. Daneben wird eine neue Leistungsklasse für Anlagen mit 500 Kilowatt bis 2 Megawatt eingeführt, um eine Überförderung sehr großer und eine Unterförderung eher kleiner Anlagen zu vermeiden. Die neue Vergütungsstufe spiegelt die verschiedenen Stromgestehungskosten bei den unterschiedlichen Anlagengrößen wider.

Die ökologischen Anforderungen, die früher in § 6 Abs. 1 Satz 2 geregelt waren, sind nicht verschärft, sondern nur vereinheitlicht und zur besseren Verständlichkeit in den Absätzen 5 und 6 geregelt worden.

Die sonstigen Änderungen sind sprachlicher Natur und sorgen für eine Vereinheitlichung des Gesetzes sowie eine bessere Verständlichkeit der Vorschrift.

Zu Absatz 2

Absatz 2 betrifft die Modernisierung von bestehenden kleinen Wasserkraftanlagen nach Inkrafttreten dieses Gesetzes. Damit die mit der Modernisierung zu erreichende Verbesserung der Gewässerökologie gefördert und wirtschaftlich abgebildet werden kann, ist wie bisher eine erhöhte Vergütung vorgesehen. Gegenüber dem EEG 2004 erfolgt eine geringe Erhöhung der Vergütung, die aufgrund der Verkürzung des Vergütungszeitraums von 30 auf 20 Jahre für modernisierte Anlagen erforderlich ist. Bestehende Anlagen können stärkere Auswirkungen auf die Umgebungsökologie haben, als es bei heute neu zu genehmigenden Anlagen der Fall ist. Durch eine Modernisierung wird dieser Zustand auf das derzeit einzuhaltende Niveau angehoben. Die Regelung schreibt mithin die bisher in § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2004 enthaltene Modernisierungsvorschrift fort.

Zu Absatz 3

Die Absätze 3 und 4 beziehen Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von über 5 Megawatt (große Wasserkraft) in den Anwendungsbereich des Gesetzes ein. Dies ist, wie schon in § 6 EEG 2004, erforderlich, um zu verhindern, dass die installierte Leistung verschiedener Kraftwerke durch den Anlagenbetreiber künstlich reduziert wird und damit vorhandene Potenziale über dieser Grenze nicht erschlossen werden. Die Regelungen sind weitgehend identisch mit der Regelung des § 6 Abs. 2 EEG 2004. Absatz 3 umfasst den Neubau großer Wasserkraftanlagen, während Absatz 4 – ähnlich wie Absatz 2 bei der kleinen Wasserkraft – die Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen regelt.

Absatz 3 legt vor diesem Hintergrund die Vergütungssätze für neue große Wasserkraftanlagen fest. Die ökologischen Anforderungen bemessen sich nach den Absätzen 5 und 6. Die Vergütungssätze für neu errichtete große Wasserkraftanlagen sind gegenüber der Vorgängerregelung in § 6 Abs. 2 EEG 2004 leicht abgesenkt worden, weil die Vergütungsdauer von bisher 15 auf 20 Jahre verlängert worden ist.

Zu Absatz 4

Absatz 4 regelt die Modernisierung bestehender großer Wasserkraftanlagen. Er entspricht dem bisherigen § 6 Abs. 2 EEG 2004 und soll einen Anreiz setzen, diese Wasserkraftanlagen zu modernisieren. Da der Vergütungszeitraum auf 20 Jahre verlängert wird, wird – wie in Absatz 3 – im Gegenzug die Vergütungshöhe gegenüber dem bislang geltenden EEG leicht verringert.

Die Bedingungen, unter denen die große Wasserkraft in die Vergütungsvorschriften einbezogen wird, sind gegenüber § 6 Abs. 2 EEG 2004 deutlich erleichtert worden. Die bisher enthaltene Stichtagsregel bis zum 31. Dezember 2012 hat sich wegen der langen Dauer der Projekte als nicht Ziel führend erwiesen. Darüber hinaus müssen jetzt auch dann Vergütungen gewährt werden, wenn das elektrische Arbeitsvermögen um weniger als 15 Prozent erhöht worden ist. Diese Ände-

rung ist durch das oft nur geringe Leistungserhöhungspotenzial begründet. Auch besteht durch die Streichung der Klausel keine Gefahr von Mitnahmeeffekten, da die Vergütung nur für den hinzugewonnenen Leistungsanteil gewährt wird.

Daneben wurde die Obergrenze von 150 Megawatt aus Gründen der Übersichtlichkeit und angesichts der Tatsache, dass in absehbarer Zeit Kraftwerke dieser Größenordnung in Deutschland ohnehin nicht realisiert werden können, gestrichen.

Wie im bisherigen Recht wird auch weiterhin nur der durch die Modernisierung zusätzlich gewonnene Strom vergütet. Der Strom, der der bisherigen Leistung zuzurechnen ist, wird bei der zu vergütenden Strommenge also nicht berücksichtigt. Der Strom, der den ersten 500 Kilowatt neuer zugebauter Leistung zugerechnet werden kann, wird also mit mindestens 6,79 Cent pro Kilowattstunde vergütet.

Zu Absatz 5

Absatz 5 enthält Anforderungen an alle Formen der Wasserkraftnutzung nach den Absätzen 1 bis 4.

Nach Satz 1 Nr. 1 werden Speicherkraftwerke aus dem Anwendungsbereich ausgeschlossen. Diese Regelung entspricht § 6 Abs. 5 EEG 2004. Speicherkraftwerke sind Wasserkraftwerke, deren Zufluss einem oder mehreren Speichern entnommen wird. Ihr Einsatz ist damit weitgehend unabhängig vom zeitlichen Verlauf der Zuflüsse in ihre Speicher. Umfasst werden von diesem Begriff insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, deren Speicher ganz oder teilweise durch gepumptes Wasser (Pumpwasser) gefüllt werden. Geringe zusätzliche Speicher bei Laufwasserkraftwerken bleiben bei der Einordnung unberücksichtigt.

Nach Satz 2 Nr. 2 werden die Voraussetzungen, die bisher in § 6 Abs. 1 Satz 2 EEG 2004 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung bis 500 Kilowatt und in § 6 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG 2004 für große Wasserkraftanlagen normiert waren, auf die Wasserkraftanlagen aller Leistungsgrößen ausgedehnt, wie vom EEG-Erfahrungsbericht empfohlen. Für die Beurteilung der ökologischen Kriterien kann der vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit veröffentlichte Wasserkraft-Leitfaden aus dem Jahr 2005 herangezogen werden. Satz 2 legt sodann fest, wie diese Voraussetzung nachzuweisen ist. Wie im alten Recht ist dieser Nachweis grundsätzlich über die wasserrechtliche Zulassung der Wasserkraftnutzung zu führen. Bei Modernisierungen genügt hingegen auch eine Bescheinigung der zuständigen Behörde oder einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters. Sofern diese Modernisierungen auch zulassungspflichtig sind, kann die Zulassung als Nachweis genutzt werden; dies ist jedoch nur zulässig, wenn die konkrete Modernisierungsmaßnahme in einem neuen Zulassungsverfahren geprüft worden ist, weil nur so sichergestellt werden kann, dass auch die neuen Anforderungen des Wasserrechts, insbesondere der Wasser-Rahmenrichtlinie, bereits bei der Zulassung berücksichtigt werden konnten. Ältere Zulassungen von Modernisierungen werden daher nicht als Nachweis anerkannt.

Zu Absatz 6

Absatz 6 überführt die Standortkriterien, die bisher schon für neue Wasserkraftanlagen im EEG vorgesehen waren, einheitlich in einem Absatz für neue kleine und große Wasserkraftanlagen zusammen.

Zu § 24 (Deponiegas)

§ 24 regelt die Vergütung von Deponiegas und enthält im Wesentlichen die bisherige Vorschrift des § 7.

Zu Absatz 1

Die Vergütung für Strom aus Anlagen mit einer Leistung bis 500 Kilowatt wird auf 9,0 Cent pro Kilowattstunde angehoben. Grund dafür ist das rückläufige Deponiegasaufkommen, das einen Trend zur Errichtung kleinerer Anlagen nach sich ziehen wird. Folge ist, dass sich die Projekte aufgrund der bisherigen Vergütung für Deponiegas nicht mehr rechnen. Um die verbleibenden Potenziale nutzen zu können, wird daher für neu in Betrieb genommene Deponiegasanlagen bis einschließlich 500 Kilowatt der Vergütungssatz erhöht.

Zu Absatz 2

In Absatz 2 wird ausdrücklich klargestellt, dass auch Gas, das aus einem Gasnetz entnommen wird, als Deponiegas gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Deponiegas entspricht. Auf diese Weise soll im Sinne einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung insbesondere die Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme ermöglicht werden. Da das Gasnetz als Speicher fungieren kann, ist es nicht erforderlich, dass die Entnahme des Gases gleichzeitig mit der Einspeisung an anderem Ort erfolgt. Gasnetz ist dabei nicht nur das örtliche Leitungsnetz, sondern jedes inländische Netz.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält eine Bonusregelung für innovative Technologien in Höhe von 2,0 Cent pro Kilowattstunde. Einzelheiten des Technologie-Bonus werden in Anlage 1 geregelt. Der Technologie-Bonus soll im mittel- und langfristigen Interesse des Umweltschutzes den höheren Kosten dieser Technologien Rechnung tragen. Der Aufschlag schafft einen Anreiz, diese innovativen Technologien und Verfahren einzusetzen. Auf diese Weise können höhere Wirkungsgrade und niedrigere Schadstoffwerte erreicht und dadurch ein zusätzlicher Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz erbracht werden. Die Vorschrift setzt so einen wichtigen Anreiz für eine zukunftsweisende Technologieentwicklung. Mittel- und langfristig sollen die innovativen Technologien zur Kostensenkung beitragen.

Zu § 25 (Klärgas)

§ 25 regelt die Vergütung von Klärgas und erhält inhaltlich die bisherige Vorschrift des § 7.

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt die Vergütungshöhe für Strom aus Klärgas.

Zu Absatz 2

In Absatz 2 wird ausdrücklich klargestellt, dass auch Gas, das aus einem Gasnetz entnommen wird, als Klärgas gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Klärgas entspricht. Auf diese Weise soll im Sinne einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung insbesondere die Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme ermöglicht werden. Da das Gasnetz als Speicher fungieren kann, ist es nicht erforderlich, dass die Entnahme des Gases gleichzeitig mit der Einspeisung an anderem Ort erfolgt. Gasnetz ist dabei nicht nur das örtliche Leitungsnetz, sondern jedes inländische Netz.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält eine Bonusregelung für innovative Technologien in Höhe von 2,0 Cent pro Kilowattstunde. Einzelheiten des Technologie-Bonus werden in Anlage 1 geregelt. Der Technologie-Bonus soll im mittel- und langfristigen Interesse des Umweltschutzes den höheren Kosten dieser Technologien Rechnung tragen. Der Aufschlag schafft einen Anreiz, diese innovativen Technologien und Verfahren einzusetzen. Auf diese Weise können höhere Wirkungsgrade und niedrigere Schadstoffwerte erreicht und dadurch ein zusätzlicher Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz erbracht werden. Die Vorschrift setzt so einen wichtigen Anreiz für eine zukunftsweisende Technologieentwicklung. Mittel- und langfristig sollen die innovativen Technologien zur Kostensenkung beitragen.

Zu § 26 (Grubengas)

§ 26 regelt die Vergütung von Grubengas und erhält im Wesentlichen die bisherige Vorschrift des § 7. Neben der EEG-Vergütung stehen für Grubengasprojekte mittlerweile weitere Finanzierungsmöglichkeiten durch die Nutzung der Kyoto-Mechanismen, insbesondere die Regelungen des Projekt-Mechanismen-Gesetzes zur Verfügung. Grubengasprojekte können nur auf diese Weise finanziert werden, solange dies nicht durch § 56 (Doppelvermarktungsverbot) oder das Projekt-Mechanismen-Gesetz ausgeschlossen ist.

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt die Vergütungshöhe für Strom aus Grubengas. Die Vergütungen wurden im Vergleich mit der bisherigen Rechtslage leicht verringert. Grund dafür sind die Stromgestehungskosten von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grubengas, die an geeigneten Standorten und unter guter Betriebsführung höher waren, als sie für einen wirtschaftlichen Betrieb sein müssten. Daneben wurde die unterste Leistungsstufe von bisher 500 Kilowatt auf 1 Megawatt angehoben.

Zu Absatz 2

In Absatz 2 wird die Vergütungspflicht auf Grubengas beschränkt, das aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt. Mit dieser Regelung soll vermieden werden, dass nach Ausschöpfen des Potenzials von Grubengas, das andernfalls ungenutzt in die Atmosphäre entweichen würde, aktiv nach Grubengas gebohrt wird. Dies betrifft beispielsweise Methangas aus unverritzten Lagerstätten (Coal-bed methan, CBM).

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält eine Bonusregelung für innovative Technologien in Höhe von 2,0 Cent pro Kilowattstunde. Einzelheiten des Technologie-Bonus werden in Anlage 1 geregelt. Der Technologie-Bonus soll im mittel- und langfristigen Interesse des Umweltschutzes den höheren Kosten dieser Technologien Rechnung tragen. Der Aufschlag schafft einen Anreiz, diese innovativen Technologien und Verfahren einzusetzen. Auf diese Weise können höhere Wirkungsgrade und niedrigere Schadstoffwerte erreicht und dadurch ein zusätzlicher Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz erbracht werden. Die Vorschrift setzt so einen wichtigen Anreiz für eine zukunftsweisende Technologieentwicklung. Mittel- und langfristig sollen diese innovativen Technologien zur Kostensenkung beitragen.

Zu § 27 (Biomasse)

§ 27 regelt die Vergütung von Strom aus Biomasse und erhält im Wesentlichen die bisherige Vorschrift des § 8. Mit der gegenüber der Vorfassung des EEG weiterentwickelten Bestimmung über die Vergütung von Strom aus Biomasse soll die Vergütung auf die realen Marktbedingungen zugeschnitten werden. Es sollen Anreize geschaffen werden, um das vorhandene Biomassepotenzial besser zu erschließen, ohne dabei Mitnahmeeffekte auszulösen.

Zu Absatz 1

Absatz 1 legt die Vergütungsstufen sowie die Höhe der Grundvergütung fest. Dabei werden sowohl die bislang bestehende 20-Megawatt-Grenze aufgehoben als auch das Ausschließlichkeitsprinzip gelockert. Durch die Öffnung des Ausschließlichkeitsprinzips ist der gemeinsame Einsatz von nach der Biomasseverordnung anerkannter Biomasse mit Deponie- und Klärgas oder anderen Stoffen, die wegen ihres biogenen Ursprungs zwar als Biomasse gelten, jedoch keine Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung sind, möglich. Diese sonstige Biomasse umfasst Stoffe, die zwar Biomasse im Sinne der Biomasse-Definition der Richtlinie 2001/77/EG sind, nicht aber unter die Biomasseverordnung fallen, wie beispielsweise Klärschlamm. Solche Kombinationen können die energetische Effizienz der Anlage erhöhen und zu einer gleichmäßigeren oder regelbaren Produktion von Strom beitragen. Die Lockerung des Ausschließlichkeitsprinzips erstreckt sich nicht auf die Einsatzstoffe zur Biogasherstellung, denn das Biogas selbst und nicht die zu seiner Herstellung eingesetzten Stoffe gelten als Biomasse im Sinne des § 27. Eine Vergütung als Strom aus Biomasse ist deshalb nur möglich, wenn das Biogas den Anforderungen der Biomasseverordnung entspricht. Der Anspruch auf Vergütung nach § 27 besteht weiterhin nur für Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung. Bei Kombination mit anderer Biomasse oder erneuerbaren Energieträgern erfolgt demzufolge nur eine anteilige Vergütung nach § 27 auf Basis des unteren Heizwerts des jeweiligen Energieträgers.

Das Ausschließlichkeitsprinzip des § 16 Abs. 1 lässt im Rahmen der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ausnahmsweise die technisch erforderliche Konditionierung durch LPG (Flüssiggas) zu; eine Vergütung als

Biomasse für diesen fossilen Energieträger erfolgt dabei jedoch nicht. Die Regelung des § 27 Abs. 1 steht nicht dem Einsatz von Betriebshilfsmitteln entgegen. Es handelt sich dabei um Betriebsmittel der Anlagentechnik und nicht um Einsatzstoffe, so dass das Ausschließlichkeitsprinzip des § 16 Abs. 1 nicht betroffen ist. Diese Betriebshilfsmittel verfolgen das Ziel, die Prozessführung zu stabilisieren und zu verbessern, um so eine höhere Effizienz zu erreichen. Für den Anspruch auf Vergütung unerheblich ist daher der Einsatz von Betriebshilfsmitteln, die der Anlagen- und Verfahrenstechnik zuzurechnen sind und aus denen selbst nachweislich keine nennenswerte Gas- bzw. Stromproduktion erfolgt.

Die Vergütungssätze für Strom aus Biomasse wurden weitgehend beibehalten, lediglich für kleine Biomasseanlagen wird die Vergütung um 1,0 Cent je Kilowattstunde angehoben. Diese Vergütungserhöhung gilt auch für bestehende Anlagen, da mit diesen Mehreinnahmen auch gegebenenfalls erforderliche Investitionen für Reinhaltetechnik aufgrund der geplanten Absenkung des Formaldehyd-Grenzwerts in der TA Luft abgedeckt werden sollen.

Im Bereich der großen Biomasseanlagen erfolgte die Wärmenutzung nur zu einem geringen Teil. Dies hängt in erster Linie mit der großen Menge der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme zusammen, die an vielen Standorten nicht sinnvoll genutzt werden kann. Dass derartige Anlagen unter Verzicht auf mögliche Wärmeerlöse allein mit den Erlösen der Stromeinspeisung wirtschaftlich betrieben werden können, ist ein ökologischer Fehlanreiz. Gleichzeitig erweist sich die 20-Megawatt-Obergrenze für den Anwendungsbereich des EEG in Einzelfällen als kontraproduktiv, wenn aus technischer und ökonomischer Sicht größere Biomasseanlagen sinnvoll wären, im Hinblick auf den Vergütungsanspruch des EEG die Anlagen aber kleiner oder in unmittelbarer Nähe mehrfach ausgeführt werden, um die Obergrenze zu umgehen. Daher wird die Obergrenze für den Vergütungsanspruch aufgehoben. Die Vergütung erfolgt aber weiterhin nur bis zu einer Anlagenleistung von 20 Megawatt. Dies gilt auch für den KWK-Bonus.

Um die Wärmenutzung zu verbessern und damit die Effizienz der Biomasseanlagen zu steigern, wird der KWK-Bonus angehoben und für große Biomasseanlagen eine Pflicht zur Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung eingeführt (vgl. Absatz 3 Nr. 1).

Zu Absatz 2

In Absatz 2 wird ausdrücklich klargestellt, dass auch Gas, das aus einem Gasnetz entnommen wird, als Biomasse gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Gas aus Biomasse entspricht. Auf diese Weise soll im Sinne einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung insbesondere die Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme ermöglicht werden. Da das Gasnetz als Speicher fungieren kann, ist es nicht erforderlich, dass die Entnahme des Gases gleichzeitig mit der Einspeisung an anderem Ort erfolgt. Gasnetz ist dabei nicht nur das örtliche Leitungsnetz, sondern jedes inländische Netz. Erfasst ist alles Gas aus Biomasse – etwa auch aus der Holzvergasung – und nicht nur Biogas, das bei Vergärungsprozessen anfällt.

Zu Absatz 3

Der neue Absatz 3 bestimmt Anforderungen, die mit der Aufhebung der bislang geltenden 20-Megawatt-Grenze und der Lockerung des Ausschließlichkeitsprinzips zusammenhängen. Die Vergütungspflicht besteht nach Nummer 1 für Biomasseanlagen mit einer Leistung über 5 Megawatt nur, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Damit sollen die im Bereich der großen Biomasseanlagen bislang oftmals nur geringe Wärmenutzung verstärkt und die Effizienz erhöht werden. Große Biomasseanlagen mit ihrem erheblichen Rohstoffbedarf sollen nur dort errichtet werden, wo eine entsprechende Wärmesenke vorhanden ist. Die Wärmenutzung muss den Anforderungen der Anlage 3 entsprechen. Nummer 2 verpflichtet Anlagenbetreiber zum Führen eines Einsatzstoff-Tagebuchs, wenn sie neben Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung auch sonstige Biomasse zur Stromerzeugung einsetzen. Diese sonstige Biomasse umfasst Stoffe, die zwar Biomasse im Sinne der Biomasse-Definition der Richtlinie 2001/77/EG sind, nicht aber unter die Biomasseverordnung fallen, wie beispielsweise Klärschlamm. Das Einsatzstoff-Tagebuch muss Angaben und Belege über Art, Menge und Einheit, Herkunft sowie den unteren Heizwert pro Einheit der eingesetzten Stoffe enthalten, die zum Nachweis dafür geeignet sind, welche Biomasse eingesetzt wird. Der Anteil des Stroms, der aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung erzeugt worden ist, ist auf Grundlage der unteren Heizwerte der Einsatzstoffe zu ermitteln. Nur für diesen Strom besteht Anspruch auf Vergütung nach Absatz 1.

Zu Absatz 4

In Absatz 4 werden die bisherigen Absätze 2, 3 und 4 des § 8 EEG 2004 zusammengefasst. Nummer 1 regelt den Anspruch auf den Technologie-Bonus, Nummer 2 den Bonus für nachwachsende Rohstoffe sowie Nummer 3 den KWK-Bonus. Die einzelnen Voraussetzungen für die Boni werden in den jeweiligen Anlagen festgelegt. Die Boni nach den Nummern 1 bis 3 sind – bei Vorliegen der Voraussetzungen – auch kumulierbar.

Zu § 28 (Geothermie)

Die Vorschrift regelt die Vergütung von Strom aus Geothermie (Erdwärme). Geothermie zeichnet sich durch ein sehr hohes Potenzial, eine grundsätzlich verfügbare Technik sowie eine hohe Vollbenutzungsstundenzahl aus. Die Nutzung der Geothermie für die Elektrizitätsversorgung ist von verlässlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Investoren abhängig, die mit dieser Regelung geschaffen werden.

Zu Absatz 1

Absatz 1, in dem die Vergütungsstufen festgelegt werden, unterscheidet zwischen zwei Vergütungsklassen. Hintergrund sind spezifisch höhere Kosten bei kleinen Anlagen.

Zu Absatz 2

In Absatz 2 wird ein Bonus für ökologisch und ökonomisch sinnvolle Wärmenutzung eingefügt. Welche Wärmenutzungen im Einzelnen erfasst sind, wird in der Anlage zu dem Gesetz geregelt. Der Bonus wird nicht von der Degression

der Vergütungssätze nach Absatz 1 erfasst, sondern bleibt in gleicher Höhe bestehen.

Zu Absatz 3

Absatz 3 erhöht die Grundvergütung des Absatzes 1 um 2 Cent je Kilowattstunde, wenn der Strom auch durch die Nutzung petrothermaler Systeme erzeugt wird. Diese Systeme nutzen die im Gestein gespeicherte Energie. Beispiele für diese Nutzungssysteme sind Hot-Dry-Rock-Systeme (HDR), auch Deep Heat Mining (DHM), Hot Wet Rock (HWR), Hot Fractured Rock (HFR) oder Stimulated Geothermal Systems (EGS). Der umfassende Begriff ist Enhanced Geothermal Systems (EGS). Es handelt sich hierbei um eine Energiegewinnung aus dem Gestein selbst; sie ist also weitgehend unabhängig von wasserführenden Strukturen. Das heiße Gestein (meist Grundgebirge) wird dabei als Wärmetauscher genutzt.

Zu § 29 (Windenergie)

Die §§ 29 bis 31 regeln die Vergütung der Stromerzeugung aus Windenergie. Der bisherige § 10 wurde systematisch neu geordnet, aber – abgesehen von einigen Anpassungen – inhaltlich weitgehend übernommen. § 29 legt dabei die allgemeinen Vergütungsvorschriften für Strom aus Windenergie fest, § 30 regelt das Repowering und § 31 die Stromerzeugung auf See. Für Windenergieanlagen ist neben den Vergütungsvorschriften auch § 6 Nr. 2 zu beachten, nach dem die Anlage bestimmte Anforderungen erfüllen muss.

Zu Absatz 1

Absatz 1 legt die Grundvergütung für Strom aus Windenergie fest.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt die Anfangsvergütung. Im Rahmen der Anfangsvergütung wird die technikneutrale Differenzierung der Vergütungshöhen je nach Ertragskraft des Standorts fortgeschrieben, die erstmals mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 29. März 2000 (BGBl. I S. 305) eingeführt wurde. Unter Anfangsvergütung ist eine erhöhte Grundvergütung für die ersten Betriebsjahre einer Windenergieanlage zu verstehen, die nach Satz 1 zunächst für die ersten fünf Jahre des Betriebes der Anlage anfällt, sowie daran anschließend für einen Verlängerungszeitraum. Dieser Verlängerungszeitraum bestimmt sich nach dem Referenzertragsmodell nach Maßgabe der Anlage 5. Die Zeit, in der die Anfangsvergütung gezahlt wird, errechnet sich dabei aus einer Vergleichsbetrachtung mit einer Referenzanlage. Der Berechnung liegt eine Leistungskurve dieser Referenzanlage zugrunde, die gemäß den aktuellen technischen Richtlinien für Windenergieanlagen der Fördergesellschaft Windenergie (FGW), deren Sitz sich derzeit in Kiel befindet, ermittelt wird. Die Regelung der für die Bestimmung der für die Typengleichheit maßgebenden Anlagenmerkmale dient einerseits der Verhinderung von Manipulationen durch Anlagenhersteller oder -betreiber. Andererseits wird klargestellt, dass nicht jede Veränderung an der Anlage eine neue Berechnung erforderlich macht. Durch das Referenzertragsmodell wird sowohl vermieden, dass an windhöffigen Standorten eine höhere Vergütung gezahlt wird, als für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich ist, als auch der notwendige Anreiz für die Errichtung von Windkraftanlagen an durchschnittlich windgünstigen Standorten im Binnenland geschaffen. Diese Differenzierung ist Folge der unterschiedlich langen Zeitdauer, in der die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird.

Die Anfangsvergütung erhöht sich für Windenergieanlagen, die nach Inkrafttreten dieses Gesetzes und vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen wurden und ab Inbetriebnahme die Voraussetzungen der nach § 64 Abs. 1 Nr. 1 erlassenen Verordnung erfüllen. Für einen Anspruch auf diesen Systemdienstleistungsbonus muss die Windenergieanlage demnach Anforderungen zur Verbesserung der Netzintegration sowie zur Befeuerung einhalten.

Zu Absatz 3

Absatz 3 gibt im Wesentlichen den bisherigen § 10 Abs. 4 wieder. Diese Regelung wurde vom Deutschen Bundestag in seiner Sitzung am 18. Juni 2004 im Rahmen der Annahme der Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusses vom 17. Juni 2004 (Bundestagsdrucksache 15/3385) ohne nähere Begründung neu eingefügt.

Die Vorschrift lässt den Anspruch auf EEG-Vergütung bei Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung über 50 Kilowatt entfallen, wenn der Netzbetreiber vor Anschluss der Anlage den Nachweis verlangt hat, dass die Anlage am geplanten Standort mindestens 60 Prozent des Referenzertrages erzielen kann und der Anlagenbetreiber diesen Nachweis nicht erbracht hat. Mit der 50-Kilowatt-Grenze soll die Verbreitung der sog. Kleinwindräder gefördert werden. Nach Satz 2 muss der Nachweis nicht geführt werden, wenn durch die Anlage eine Altanlage am selben Standort oder in unmittelbarer Nähe ersetzt wird, für die der Nachweis bereits geführt wurde. Dies betrifft das Repowering.

Zu Absatz 4

Absatz 4 bestimmt, auf welche Weise der Nachweis nach Absatz 3 zu führen ist, und knüpft dabei an die bisherige Regelung des § 10 Abs. 4 EEG 2004 an. Das erforderliche Sachverständigengutachten muss der Anlagenbetreiber im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber beauftragen. Erteilt der Netzbetreiber sein Einvernehmen nicht binnen vier Wochen nach Aufforderung des Anlagenbetreibers, bestimmt die Clearingstelle nach Anhörung der Fördergesellschaft Windenergien e. V. eine Sachverständige bzw. einen Sachverständigen. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass ein sachgerechtes, neutrales Gutachten erstellt wird.

Zu § 30 (Windenergie Repowering)

Die Norm regelt das sog. Repowering. Dabei werden die Bedingungen für Repowering gegenüber der bisherigen Regelung des § 10 Abs. 2 verbessert, um die vorhandenen Potenziale stärker zu erschließen. Mit der Anpassung der Regelung wird gezielt ein wirtschaftlicher Anreiz zum Repowering an Standorten gesetzt, an denen ein frühzeitiges Repowering bisher wirtschaftlich frühestens nach Ablauf des Anfangsvergütungssatzes attraktiv war. Zudem wird einer Überförderung an sehr guten Standorten entgegengewirkt, da diese nicht von der Regelung der Übertragbarkeit des Anfangsvergütungssatzes profitieren können.

Zu Absatz 1

Absatz 1 enthält eine Regelung für so genannte Repowering-Anlagen, also neue Windenergieanlagen, die bereits bestehende Altanlagen ersetzen. Durch den Ersatz alter Anlagen durch neue Anlagen, die aufgrund des zwischenzeitlichen technologischen Fortschritts über eine deutlich höhere Leistung verfügen, können der Energieertrag und die Effizienz der Windenergienutzung bei gleich bleibender und sogar sinkender Anlagenzahl erhöht werden. Zugleich können durch das Repowering alte Windenergieanlagen, die vielfach vor allem in Streulagen errichtet wurden, durch neue Anlagen in speziell für Windenergie ausgewiesenen Gebieten (durch Festlegung von Eignungsgebieten in Regionalplänen nach § 7 Abs. 4 Satz 1 Nr. 3 des Raumordnungsgesetzes oder Darstellung von Konzentrationszonen in Flächennutzungsplänen nach § 35 Abs. 3 Satz 3 des Baugesetzbuchs) ersetzt werden. Hierdurch können Fehlentwicklungen der Vergangenheit beim Ausbau der Windenergie bereinigt, die gesamte Windenergielandschaft neu gestaltet und die Akzeptanz der Windenergie insgesamt verbessert werden. Das Repowering bedarf neben den wirtschaftlichen Anreizen auch einer Unterstützung durch die Bauleit- sowie Regionalplanung. Das geltende Recht enthält hierzu bereits die notwendigen Instrumentarien. Das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung erarbeitet in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hierzu ein Konzept, das Hinweise zur planungsrechtlichen Absicherung des Repowering liefern und die Entwicklung eigener Repowering-Strategien der Planungsträger in Ländern und Kommunen unterstützen soll. Außerhalb des EEG bestehen darüber hinaus flankierend weitere Möglichkeiten zur Steigerung der Akzeptanz vor Ort. Hierfür sind alternative Befeuerungskonzepte für Windenergieanlagen denkbar, um die von der Befeuerung der in der Regel über 100 Meter hohen Repowering-Windenergieanlagen ausgehenden Störungen auf die Umgebung weiter zu vermindern. Diese Konzepte werden unter Beachtung der besonderen Anforderungen der Flugsicherheit vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geprüft werden. Für eine gegebenenfalls hierfür notwendige Änderung der Flugsicherungsausrüstung der Luftfahrzeuge steht bereits mit § 32 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 des Luftverkehrgesetzes eine hinreichende Verordnungsermächtigung zur Verfügung.

Die Regelung gilt für alle Anlagen, die eine oder mehrere Altanlagen (Mindestalter: zehn Betriebsjahre) im selben oder in einem angrenzenden Landkreis ersetzen. Landkreisen stehen dabei auch die (in einigen Bundesländern so bezeichneten) Kreise und kreisfreien Städte gleich. Ersetzen der Anlage bedeutet entsprechend dem allgemeinen Sprachgebrauch, dass die Altanlage abgebaut und nicht im selben oder angrenzenden Landkreis wieder aufgebaut wird; eine anderweitige Verwendungsmöglichkeit der Altanlage außerhalb der jeweiligen Landkreise wird hierdurch nicht ausgeschlossen. Auch eine Verschrottung der Altanlage wird nicht gefordert. Ausgeschlossen ist aber eine weitere Vergütung der abgebauten Altanlage nach EEG, soweit eine Übertragung der Vergütungssätze der Altanlage auf die Neuanlage erfolgt ist. Die Inbetriebnahme der Neuanlage darf dabei nicht mehr als zwölf Monate nach dem Abbau der Altanlage(n) erfolgen.

Die Energieerträge der alten und der neuen Anlage müssen sich in einem angemessenen Verhältnis befinden. Um eine spürbare Leistungssteigerung durch das Repowering zu bewirken, muss mindestens eine Leistungssteigerung auf den zweifachen Wert erreicht werden. Um andererseits Mitnahmeeffekte auszuschließen, darf die Leistungssteigerung nicht mehr als den fünffachen Wert betragen. Sofern dieser Korridor der Leistungssteigerung vom zwei- bis fünffachen Wert nicht durch den Ersatz einer Altanlage erreicht werden kann, müssen mehrere Altanlagen abgebaut werden, um diese Anforderungen zu erfüllen.

Die Vergütung der Repowering-Anlage setzt sich aus der Rest-Vergütung der Altanlage(n) und der einer Neuanlage zustehenden Vergütung nach § 29 zusammen. Die Vergütungsdauer richtet sich auch für die Repowering-Anlagen nach § 21 Abs. 2 und beträgt damit 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Um einen wirtschaftlichen Anreiz für das Repowering zu setzen, sieht die Regelung vor, dass zunächst der Anfangsvergütungssatz, der der ersetzten Altanlage nach dem EEG am Altstandort noch zustehen würde, auf die neu installierte Anlage übertragen wird. Die Übertragbarkeit gilt sowohl für die Höhe als auch für die verbliebene Laufzeit des Anfangsvergütungssatzes der Altanlage am konkreten Standort. Nach Ablauf dieses Zeitraums steht der Repowering-Anlage die Anfangsvergütung zu, die die Neuanlage zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme erhalten hätte; es ist also § 29 Abs. 2 maßgeblich. Dabei wird die Dauer der übertragenen Anfangsvergütung der Altanlage auf die Neuanlage nicht angerechnet. Soweit die 20-jährige Vergütungsdauer noch nicht abgelaufen ist, erhält die Repowering-Anlage anschließend der Höhe nach die Grundvergütung der Altanlagen. Die Grundvergütung wird so lange übertragen, wie die Altanlagen diese Grundvergütung noch erhalten hätten. Gegebenenfalls kann die Repowering-Anlage anschließend noch die Grundvergütung nach § 29 Abs. 1 beanspruchen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 bestimmt die Berechnung der zu übertragenden Anfangsvergütung und Vergütungsdauer bei mehreren ersetzten Anlagen. Beim Abbau mehrerer Altanlagen berechnen sich der zu übertragende Anfangsvergütungssatz sowie die Laufzeit nach den nachfolgenden Formeln:

X – Höhe des übertragbaren Vergütungssatzes [ct/kWh] der Altanlagen, die sich aus dem arithmetischen Mittel der verschiedenen Vergütungssätze $x_{Alt\ n}$ der abgebauten Altanlagen berechnet.

Y – Laufzeit des übertragbaren Vergütungssatzes [Monate] der Altanlagen, die sich aus dem arithmetischen Mittel der verschiedenen Laufzeiten $y_{Alt\ n}$ der abgebauten Altanlagen berechnet.

$X = (x_{Alt\ 1} + \ldots + x_{Alt\ n})/n$

$Y = (y_{Alt\ 1} + \ldots + y_{Alt\ n})/n$

Zu § 31 (Windenergie Offshore)

Die Vorschrift enthält eine Sonderregelung für die Vergütung von Strom aus Windenergieanlagen auf See. Die Norm knüpft an den bisherigen § 10 Abs. 3 und 7 an und verbessert die wirtschaftlichen Bedingungen für Offshore-Anlagen. Bislang ist die Windenergienutzung auf See aus

wirtschaftlichen Gründen in Deutschland nicht realisiert worden. Durch das Inkrafttreten des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes haben sich neue Rahmenbedingungen ergeben, die allerdings lediglich für einige wenige küstennahe Projekte, nicht aber für die Schwerpunktgebiete der deutschen Offshore-Windenergie-Entwicklung ausreichend sind. Kostenreduktionen können dabei erst dann erreicht werden, wenn Erfahrungen mit der Technologie in Deutschland vorliegen und Serienproduktionen für Fundamente und die eingesetzten Windenergieanlagen aufgebaut werden.

Offshore-Anlagen werden in § 3 Nr. 9 näher bestimmt. Danach sind Offshore-Anlagen Windenergieanlagen, die in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der Küstenlinie aus seewärts errichtet worden sind. Als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 „Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer“, Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 „Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer“, Ausgabe 1994, XII., des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1:375 000 dargestellte Küstenlinie des deutschen Festlandes. Diese Definition entspricht dem bisherigen § 10 Abs. 3 Satz 1 und 2.

Zu Absatz 1

Absatz 1 legt die Grundvergütung für Strom aus Offshore-Anlagen fest.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt die Anfangsvergütung für die ersten zwölf Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage. Die Verlängerung der Anfangsvergütung nach Satz 3 trägt den beiden wesentlichen Kostenfaktoren Rechnung und gewährleistet so eine an den tatsächlichen Kosten orientierte Vergütung. Die Ermittlung der Wassertiefe erfolgt grundsätzlich nach der technischen Richtlinie „IHO Standards for Hydrographic Surveys“ der International Hydropgraphic Organization, 4th Edition, April 1998, veröffentlicht vom International Hydrographic Bureau in Monaco. Eine erste Abschätzung über den Vergütungszeitraum kann durch Interpolation auf der Grundlage vorhandener Daten (Seekarten) des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erlangt werden. Die genaue Ermittlung des Zeitraums für eine mögliche Verlängerung des erhöhten Vergütungssatzes ist erst nach Ablauf des Zwölfjahreszeitraums erforderlich. Dieser Zeitraum soll genutzt werden, um die erforderlichen Messungen vorzunehmen. Den Anlagenbetreibern ist es unbenommen, unter Beachtung des Stands von Wissenschaft und Technik eigenständig Messungen durchführen zu lassen. Für Strom aus Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen worden sind, erhöht sich die Anfangsvergütung um 2,0 Cent pro Kilowattstunde. Mit dieser Regelung sollen ein früher Inbetriebnahmezeitpunkt belohnt und damit verbundene Anfangsschwierigkeiten ausgeglichen werden.

Zu Absatz 3

Die Regelung des Absatzes 3 entspricht dem bislang geltenden § 10 Abs. 7 und dient dem Ausschluss der Vergütung von Strom aus Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2004 in einem Gebiet von gemeinschaftlicher Bedeutung oder einem Vogelschutzgebiet im Meer errichtet worden sind. Der angestrebte Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird damit auf naturschutzfachlich unbedenkliche Flächen kanalisiert. Naturschutzfachlicher Maßstab sind hierfür die europäischen Richtlinien zum Aufbau des Netzes Natura 2000. Dabei handelt es sich um die so genannte FFH-Richtlinie 92/43/EWG sowie um die Vogelschutzrichtlinie 79/409/EWG. In der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone werden sowohl die Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung als auch die Vogelschutzgebiete nach § 38 Abs. 3 des Bundesnaturschutzgesetzes durch Rechtsverordnung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zu geschützten Teilen von Natur und Landschaft erklärt. Im Küstenmeer ist es dagegen Aufgabe der Länder, Flächen nach dem jeweiligen Landesrecht unter Schutz zu stellen. Die Übergangsregelung in Satz 2 ist erforderlich, um den zu erwartenden längeren Zeitraum vor Erlass der Rechtsverordnungen zu erfassen, der notwendig sein wird, um die Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung und die Vogelschutzgebiete zu geschützten Teilen von Natur und Landschaft zu erklären. Dies betrifft in erster Linie die FFH-Gebiete, für die vor der nationalen Unterschutzstellung eine Eintragung in die europäische Gemeinschaftsliste erfolgen muss. Der Anwendungsbereich der Regelung in Satz 1 würde ansonsten für eine längere Zeit aufgrund einer fehlenden abschließenden Festsetzung leerlaufen.

Zu § 32 (Solare Strahlungsenergie)

Die Vorschrift regelt die Vergütung von Strom aus solarer Strahlungsenergie. Sie entspricht mit kleineren Anpassungen dem § 11 Abs. 1, 3 und 4 des bisher geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

In der direkten Nutzung der solaren Strahlungsenergie steckt langfristig betrachtet auch für Deutschland ein großes Potenzial für eine klimaschonende Energieversorgung. Der stromwirtschaftliche Wert ist besonders hoch, da der Strom aus solarer Strahlungsenergie überwiegend in den Zeiten der höchsten Tagesspitzenlast produziert wird. Diese Energiequelle ist gleichzeitig technisch anspruchsvoll und wird in der Zukunft eine erhebliche wirtschaftliche Bedeutung erlangen. Der vergleichsweise hohe Vergütungssatz ist dadurch gerechtfertigt, dass die betreffenden Technologien relativ jung sind und die erforderliche Marktdynamik erst langsam in Gang kommt. Diesem Vergütungssatz steht eine jährliche Vergütungsdegression gegenüber, die deutlich höher ist als bei den anderen vom EEG erfassten Erneuerbaren Energien. Die Vergütung dient der industriellen und gewerblichen Mobilisierung der Techniken zur Umwandlung solarer Strahlungsenergie in ihren verschiedenen Anwendungen.

Die Erfahrungen mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz haben gezeigt, dass der eingeschlagene Weg erfolgreich ist. Seit 2000 konnten die Kosten für Fotovoltaikanlagen erheblich gesenkt werden (vgl. auch Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum EEG). Die vom EEG induzierten Skaleneffekte werden in Zukunft voraussichtlich weiter zu deutlich sinkenden Produktions- und damit auch Stromgestehungskosten führen, so dass diese Vergütungssätze noch stärker sinken können, als in der bisher geltenden Fassung des EEG angelegt. Dieser Entwicklung wird neben der realen Sen-

kung der Vergütungshöhe infolge der Inflation durch die Festlegung einer degressiv sinkenden Vergütung im Gesetz Rechnung getragen.

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt den Grundvergütungssatz, der dann uneingeschränkt gilt, wenn nicht Absatz 2 oder § 33 eingreift.

Zu Absatz 2

Absatz 2 enthält eine Ausnahme von der Grundregelung des Absatzes 1 für Anlagen, die nicht an oder auf einer (anderen) baulichen Anlage angebracht sind.

Die Einschränkungen des Absatzes 2 finden keine Anwendung, wenn die Anlage an oder auf einer baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken errichtet worden ist. Dabei kommt es nicht darauf an, ob die bauliche Anlage zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme tatsächlich gerade entsprechend der Funktion ihres abstrakten, rechtlich qualifizierten Nutzungszwecks (etwa Wohngebäude, Betriebsgebäude, Mülldeponie) genutzt wird. Eine vor oder nach Inbetriebnahme der Anlage tatsächlich erfolgte Aufgabe der ursprünglichen anderweitigen Hauptnutzung bleibt also bedeutungslos.

Zu beachten ist, dass § 33 eine Sonderregelung für Anlagen an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden enthält. Anders als bei Absatz 2 findet dort keine Prüfung des Nutzungszwecks statt.

Bauliche Anlagen werden gemeinhin als jede mit dem Erdboden verbundene, aus Bauteilen und Baustoffen hergestellte Anlage begriffen. Diese Differenzierung entspricht dem Verständnis der Musterbauordnung und der Landesbauordnungen. Infolgedessen ist zwischen unterschiedlichen Vergütungssätzen für Anlagen an/auf Gebäuden und an/auf sonstigen baulichen Anlagen (etwa Straßen, Stellplätze, Deponieflächen, Aufschüttungen, Lager- und Abstellplätze) zu unterscheiden.

Die Anforderungen des Absatzes 2 sollen sowohl den Bedürfnissen der Solarindustrie gerecht werden als auch eine bessere Steuerung der Auswahl der unbebauten Flächen zur Errichtung von Freilandanlagen ermöglichen. Der grundsätzliche Vorrang der Nutzung von Dachflächen gegenüber der Freiflächennutzung soll allerdings durch die Differenzierung der Vergütungen in den §§ 32 und 33 weiterhin erreicht werden.

In Absatz 2 ist die zeitliche Befristung der Regelung für Freiflächenanlagen verankert. Eine kürzere Befristung als bis zum 31. Dezember 2014 ist nicht möglich, da sich dann die notwendigen Investitionen wegen der zu stark eingeschränkten Absatzmöglichkeiten voraussichtlich nicht amortisieren könnten und so wahrscheinlich nicht getätigt würden. Der gewählte Zeitraum ermöglicht es, die gewünschten Entwicklungen anzustoßen. Ferner besteht nur für solche Anlagen ein Anspruch, die im Bereich eines Bebauungsplans im Sinne des § 30 BauGB oder auf einer Fläche errichtet worden ist, für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 BauGB durchgeführt worden ist. Hiermit soll sichergestellt werden, dass ökologisch sensible Flächen nicht überbaut werden und eine möglichst große Akzeptanz in der Bevölkerung vor Ort erreicht werden kann. Nummer 2 knüpft nunmehr richtigerweise an die Errichtung der Anlage und nicht mehr an deren Inbetriebnahme an, da die Begriffsbestimmung des § 3 Nr. 5 an dieser Stelle nicht sinnvoll ist. Eine inhaltliche Änderung ist damit nicht verbunden.

Das Planungserfordernis ermöglicht es der Bevölkerung, einerseits im Rahmen der Satzungsentscheidung der zuständigen Gebietskörperschaft über ihre gewählten Gemeinde- oder Stadträte und anderseits durch die vorgeschriebene Bürgerbeteiligung Einfluss zu nehmen. So kann die jeweilige Gemeinde die Gebiete bestimmen, auf denen die Anlagen errichtet werden sollen.

Zu Absatz 3

Für Strom aus Anlagen im Sinne des Absatzes 2 Nr. 1, die im Geltungsbereich von Bebauungsplänen errichtet werden, die schon vor dem 1. September 2003 in Kraft traten, besteht ein Vergütungsanspruch.

Demgegenüber enthält die Regelung für Anlagen im Geltungsbereich von Bebauungsplänen, die nach dem 1. September 2003 aufgestellt oder geändert werden, eine Einschränkung. Hier besteht ein Vergütungsanspruch nur für Strom aus Anlagen auf solchen Flächen, die bereits versiegelt sind, auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher oder militärischer Nutzung oder auf Grünflächen, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans in den vorangegangenen Jahren als Ackerland genutzt und in Grünlandflächen umgewandelt worden sind. Dabei muss die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie nicht ausschließlicher Zweck der Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans und der Flächennutzung sein.

Eine Versiegelung liegt bei einer Oberflächenabdichtung des Bodens vor. Hierdurch werden die in § 2 Abs. 2 Nr. 1 Buchstabe b und c des Bundesbodenschutzgesetzes genannten Bodenfunktionen (Funktionen als Bestandteil des Naturhaushalts, insbesondere mit seinen Wasser- und Nährstoffkreisläufen, sowie als Abbau-, Ausgleichs- und Aufbaumedium für stoffliche Einwirkungen aufgrund der Filter-, Puffer- und Stoffumwandlungseigenschaften, insbesondere auch zum Schutz des Grundwassers) dauerhaft beeinträchtigt. Vor allem bauliche Anlagen erfüllen das Kriterium der Versiegelung. Daher wird auch Strom aus Anlagen an Straßen, Stellplätzen, Deponieflächen, Aufschüttungen, Lager- und Abstellplätzen und Ähnlichem vergütet.

Konversionsflächen aus wirtschaftlicher oder militärischer Nutzung sind solche, die vor Errichtung der Anlage für mehrere Jahre für militärische oder wirtschaftliche Zwecke genutzt wurden. Eine landwirtschaftliche Nutzung ist keine wirtschaftliche Nutzung im Sinne dieser Regelung. Dabei handelt es sich nur noch dann um eine Konversionsfläche, wenn die Auswirkungen dieser Nutzungsarten noch fortwirken. Eine lang zurückliegende Nutzung, die keine Auswirkung mehr auf den Zustand der Flächen hat, ist also nicht ausreichend. Zu Konversionsflächen können beispielsweise Abraumhalden, ehemalige Tagebaugebiete, Truppenübungsplätze und Munitionsdepots zählen. Die Vorschriften des Bundesbodenschutzgesetzes und anderer Gesetze, die Anforderungen an die Wiederherstellung der Bodenqualität stellen und dem Schutz des Grundwassers dienen, bleiben unberührt.

Vergütet wird zudem Strom aus solchen Anlagen, die auf Flächen errichtet werden, die zum Zweck der Errichtung dieser Anlagen aus Ackerlandflächen in Grünland umgewandelt worden sind. Damit wird die Beeinträchtigung von Natur und Landschaft möglichst gering gehalten. Der Begriff der Grünfläche ist untechnisch und unabhängig von § 32 BauGB zu verstehen. Eine Versiegelung der Fläche erfolgt durch die Installation aufgeständerter Solarmodule nicht. Sie ist z. B. als Weidefläche weiter eingeschränkt nutzbar. Die Umwandlung in Grünland trägt zur Verminderung der Bodenerosion und der Verbesserung der Aufnahmefähigkeit von Niederschlagswasser bei. Es muss vor der Inbetriebnahme eine tatsächliche Nutzung als Ackerland vorgelegen haben. Nicht ausreichend ist, wenn Grünland kurzfristig in Ackerland umgewandelt wurde. Von einer tatsächlichen Nutzung kann ausgegangen werden, wenn in den letzten drei Jahren ein aktiver Feldbau betrieben wurde. Ein aktiver Feldbau ist gegeben, wenn die betreffende Fläche zur Gewinnung von Feldfrüchten genutzt wird; wird Ackerland vorübergehend oder dauerhaft stillgelegt, ohne dass auf ihm Feldfrüchte gewonnen werden, liegt während dieser Zeit kein aktiver Feldbau vor.

Die Regelungen über die Berücksichtigung von Umweltbelangen im Rahmen der bei der Planaufstellung zu prüfenden Umweltbelange nach § 1a BauGB (u. a. Eingriffsregelung nach dem Bundesnaturschutzgesetz) bleiben unberührt.

Zu § 33 (Solare Strahlungsenergie an oder auf Gebäuden)

Zu Absatz 1

Absatz 1 bestimmt den Vergütungssatz für Anlagen an oder auf Gebäuden und Lärmschutzwänden. Die Sätze sind dabei nach Anlagengrößen gestaffelt. Die Fotovoltaikanlagen sowie die dazu gehörenden Befestigungen der Anlagen, wie z. B. Halterungen, Aufständerung oder Fundamente, müssen in der Weise an oder auf einem Gebäude angebracht worden sein, dass ausschließlich das Gebäude das Gewicht dieser technischen Einrichtungen trägt und damit für die Fotovoltaikanlage die Baulast tragende Funktion übernimmt.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 erhalten gebäudeintegrierte Fassadenanlagen einen weiteren Bonus, der sich einerseits durch die höheren Stromgestehungskosten und anderseits durch die Intention rechtfertigt, einen Anreiz zur Nutzung des insoweit besonders großen Potenzials zu setzen. Missbrauch soll dadurch vorgebeugt werden, dass vorausgesetzt wird, dass die Anlagen wesentlicher Bestandteil des Gebäudes im Sinne des Bürgerlichen Gesetzbuchs sind. Dies ist immer dann der Fall, wenn die Anlage eine Funktion für das Gebäude übernimmt, die ansonsten anderweitig gewährleistet werden müsste. So fallen Fassadenelemente, die anstelle einer andersartigen Verkleidung den Abschluss der Gebäudehülle bilden, ebenso unter die Regelung wie aktive oder passive Verschattungselemente, selbst wenn diese nicht senkrecht, sondern in einer Schräge zur Wand montiert sind.

Zu Absatz 3

Der Anspruch auf Vergütung für selbst genutzten Strom ist neu in das EEG aufgenommen worden und soll einen Anreiz setzen, Strom aus Erneuerbaren Energien selbst dezentral zu verbrauchen.

Statt den erzeugten Strom ins Netz einzuspeisen und im Gegenzug anderen Strom zum Eigenverbrauch aus dem Netz zu entnehmen, wie es heute häufig geschieht, soll eine Eigenenergieversorgung erfolgen. Die Vergütung für selbst genutzten Strom liegt 18 Cent niedriger als die in den Absätzen 1 und 2 für Anlagen mit einer installierten Leistung von 30 Kilowatt vorgesehene Vergütung. Grund für die niedrigere Vergütung bei einem Eigenverbrauch ist, dass der Durchschnittpreis für Endkunden nach Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) bei ca. 20 Cent pro Kilowattstunde liegt. Die Kosten, die der Kunde hätte, wenn er den Strom einkaufen würde, müssen bei einer Vergütung von selbst genutztem Strom abgezogen werden. Dies vermeidet übermäßige Gewinne für den Anlagenbetreiber und Kosten für die Stromverbraucher. Dadurch, dass bei der Eigennutzung von Strom letztlich ein geringerer Preis anfällt (da von der Vergütung nur 18 Cent und nicht die üblichen Kosten in Höhe von 20 Cent abgezogen werden), soll ein Anreiz für die Eigennutzung geschaffen werden.

Zu Absatz 4

Die Definition des Gebäudes in Absatz 4 ist im Wesentlichen der Musterbauordnung entnommen. Sie ist dabei im Hinblick auf Sinn und Zweck der Regelung weit zu verstehen, so dass insbesondere auch so genannte Carports oder Überdachungen von Tankstellen vom Gebäudebegriff erfasst sind.

Zu Teil 4 (Ausgleichsmechanismus)

Zu Abschnitt 1 (Bundesweiter Ausgleich)

Die Regelungen zum vierstufigen bundesweiten Ausgleich der Strom- und Vergütungssummen entsprechen – von wenigen Ausnahmen abgesehen – inhaltlich den bislang geltenden Regelungen. Eine Weiterentwicklung, um Strom aus Erneuerbaren Energien und den sonstigen Energiemarkt zusammenzuführen, soll behutsam im Zuge von Verordnungen erfolgen.

Auf der ersten Stufe werden der Anschluss der Stromerzeugungsanlage an das nächstgelegene geeignete Netz und die Vergütungspflicht für den abgenommenen Strom geregelt.

Die zweite Stufe normiert die Abnahme und Vergütung des Stroms durch den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber. Soweit bereits das Netz, an das die Anlage angeschlossen ist, ein Übertragungsnetz ist, existiert kein weiteres vorgelagertes Übertragungsnetz. In diesem Fall ist die zweite Stufe daher gegenstandslos.

Die dritte Stufe sorgt für einen bundesweit gleichmäßigen Ausgleich der aufgenommenen Strommengen und der geleisteten Vergütungszahlungen unter den Übertragungsnetzbetreibern. Das Gesetz knüpft für den Ausgleich an die Übertragungsnetzbetreiber an, weil es sich bei diesen um eine kleine und überschaubare Anzahl von Akteuren handelt, die auch in der Lage sind, die mit dem Ausgleich verbundenen Transaktionen ohne Weiteres abzuwickeln und sich gegenseitig zu kontrollieren. Nach Abschluss des Ausgleichs sind alle Übertragungsnetzbetreiber im Besitz eines prozentual gleichen Anteils – bezogen auf die durch ihre

Netze geleiteten Strommengen – von nach diesem Gesetz zu vergütendem Strom.

Auf der vierten Stufe wird ein weiterer Schritt vollzogen. Die bei den Übertragungsnetzbetreibern angelangten Strommengen werden gleichmäßig – bezogen auf die von Stromlieferanten im Gebiet des jeweils regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers gelieferten Strommengen – weiterverteilt und sind von diesen mit dem bundesweit einheitlichen Durchschnittsvergütungssatz zu bezahlen, bei dessen Berechnung die vermiedenen Netznutzungsentgelte abzuziehen sind. Dabei werden zunächst die vorläufig weitergereichten Strommengen möglichst genau unter Zugrundelegung der erwarteten Energiemengen und Durchschnittsvergütungen weitergegeben und zusätzlich später ein genauer Ausgleich geschaffen. Im Ergebnis werden so alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom liefern, zu prozentual gleichen Anteilen zur Stromabnahme und -vergütung verpflichtet. Diese vierte Stufe führt zu einer dem Prinzip der Entflechtung von Elektrizitätsversorgungsunternehmen ideal entsprechenden Verpflichtung der Stromlieferanten als Verursacher einer klima- und umweltgefährdenden Energieerzeugung. Die gleichmäßige Verteilung der Strommengen und damit der Vergütungen dient dabei auch dem Verbraucherschutz, da eine Ungleichbehandlung oder eine übermäßige Abwälzung vermieden wird.

Zu § 34 (Weitergabe an den Übertragungsnetzbetreiber)

Die Vorschrift verpflichtet die Netzbetreiber, den Strom, den sie nach den Vorschriften des Gesetzes abgenommen und vergütet haben, an den jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weiterzugeben. Eine Abnahme des Stroms durch den Netzbetreiber ist im Fall des § 33 Abs. 3 ausnahmsweise entbehrlich. Der Begriff der Weitergabe wird synonym mit den Begriffen „Durchleitung", „Weiterleitung" und „Verteilung" verwendet. Die Weitergabe muss nicht notwendig physikalisch, sondern kann auch bilanziell erfolgen.

Es ist mit den Vorschriften des Gesetzes in Zukunft damit nicht mehr vereinbar, den Strom an Dritte zu veräußern. Auf diese Weise soll dem Grundsatz der Trennung von Erzeugung, Netz und Betrieb besser Rechnung getragen und Missbrauch ausgeschlossen werden.

Zu § 35 (Vergütung durch den Übertragungsnetzbetreiber)

Zu Absatz 1

Absatz 1 entspricht § 5 Abs. 2 Satz 1 der bisherigen Fassung. Er regelt die Vergütungspflicht des abnahmepflichtigen vorgelagerten Netzbetreibers für den aufgenommenen Strom. Danach wird der Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, dem Netzbetreiber die Strommenge entsprechend den Vergütungsvorschriften zu vergüten, die er von dem Netzbetreiber nach § 34 abgenommen hat. Die Abnahmepflicht ergibt sich dabei bereits aus § 8 Abs. 1.

Zu Absatz 2

Der Zahlungsanspruch des Netzbetreibers gegen den abnahmepflichtigen vorgelagerten Netzbetreiber wird nach Absatz 2 Satz 1 (bislang § 5 Abs. 2 Satz 2) um die aufgrund der Einspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelte vermindert. Die Ergänzung trägt dem Umstand Rechnung, dass durch die dezentrale Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien Kosten für den Energietransport eingespart werden können. Der dem aufnehmenden Netzbetreiber auf diese Weise entstehende finanzielle Vorteil muss beim Ausgleichsmechanismus berücksichtigt werden, so dass er nur einen um die Summe der Ersparnisse reduzierten Betrag vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber verlangen kann. Die Höhe der Einsparungen (vermiedene Kosten) bestimmt sich nach § 18 Abs. 2 und 3 der Stromnetzentgeltverordnung.

Nach Satz 2 gilt § 8 Abs. 3 Nr. 2 entsprechend. Damit wird zum Ausdruck gebracht, dass in dem Fall, in dem im Netzbereich des abgabeberechtigten Netzbetreibers kein inländisches Übertragungsnetz betrieben und daher der nächstgelegene Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet wird, ebenfalls ein Abzug vermiedener Netzentgelte zu erfolgen hat.

Zu § 36 (Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern)

Die Regelung entspricht § 14 Abs. 1 und 2 des bislang geltenden EEG.

Zu Absatz 1

Absatz 1 normiert die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, den unterschiedlichen Umfang der nach den Vorschriften des Gesetzes vergüteten Strommengen nach Maßgabe des Gesetzes untereinander auszugleichen.

Die Grundstruktur des gestuften Abnahme- und Vergütungssystems bleibt erhalten.

Einbezogen sind auch künftig nur diejenigen Strommengen, die nach den Vorschriften des Gesetzes sowohl abgenommen als auch vergütet werden müssen. Der aufgrund der Umsetzung der Richtlinie 2001/77/EG in den Anwendungsbereich des Gesetzes einzubeziehende sonstige Strom, für den lediglich eine Verpflichtung zu Abnahme und Verteilung besteht, ist nicht Teil dieses Ausgleichsverfahrens. Für eine Einbeziehung besteht keine Notwendigkeit, da es Aufgabe der Betreiber dieser Anlagen bleibt, sich selbst einen Abnehmer für ihren Strom zu suchen. Eine Vergütungspflicht seitens des Netzbetreibers besteht insoweit nicht. Da auch die Kostentragungslast für den Anschluss und die Möglichkeit der Weitergabe dort entstehender Kosten geregelt ist, entstehen für die Netzbetreiber keine auszugleichenden weiteren Kosten. Aufgrund dieser Trennung ist Anknüpfungspunkt für die Bestimmung der auszugleichenden Mengen weiterhin nur die nach den Vorschriften des Gesetzes zu vergütende Strommenge.

Um den Ausgleich zu ermöglichen, sind die Netzbetreiber zur Ermittlung des aufgenommenen Stroms und der dafür gezahlten Beträge verpflichtet. Sie sind weiterhin verpflichtet, auch den zeitlichen Verlauf der Aufnahme festzustellen. Der Verlauf der Aufnahme des Stroms kann durch Stichprobenaufzeichnungen, Hochrechungen, Summenaufzeichnungen z. B. von Windparks, Auswertung von Solarstrahlungsmesswerten oder andere Näherungsverfahren erfolgen. Sofern dies nicht ausreichend ist, trifft den Netzbetreiber die Pflicht, eine Profilmessung vorzunehmen und die dafür anfallenden Kosten selbst zu tragen.

Die Regelung enthält weiterhin die Vorstufe in das Ausgleichssystem, die den Ausgleich durch die gleichmäßige

Verteilung der Einspeisungen auf alle Regelzonen verbessert und dadurch auch die Kosten des bundesweiten Ausgleichs reduzieren sowie unterschiedlich hohe regionale Aufwendungen verhindern soll. Danach ist der Ausgleich nicht nur im Nachhinein vorzunehmen, sondern hat unverzüglich, d. h. ohne schuldhaftes Zögern, zu erfolgen. Neben der vorläufigen Weitergabe bleibt die nachgelagerte genaue Endabrechnung nach den Absätzen 2 und 3 erforderlich.

Zu Absatz 2

Die Regelung entspricht weitgehend der bislang geltenden Fassung. Die Frist entspricht den Bedürfnissen der Energiewirtschaft. Diesem Datum gehen Pflichten der anderen Beteiligten voraus, so dass die Informationen in einem zeitlich geordneten Verfahren gesammelt und ausgewertet werden können. Auch weiterhin sind alle Strommengen zu berücksichtigen, die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit regelverantwortlichem Übertragungsnetzbetreiber an Letztverbraucher geliefert haben. Als Strom der von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher weitergegeben wird, gilt auch solcher, der im Sinne des § 37 Abs. 6 von sonstigen Dritten an Letztverbraucher geliefert wird.

Zu Absatz 3

Absatz 3 entspricht § 14 Abs. 2 Satz 2 alter Fassung und regelt die gegenseitigen Ausgleichsansprüche.

Zu Absatz 4

Absatz 4 stellt klar, dass die Übertragungsnetzbetreiber – von den für die Erfüllung ihrer Verpflichtungen nach § 41 notwendigen Aktivitäten abgesehen – keine Arbitrage- oder sonstige Geschäfte durchführen dürfen.

Es ist mit den Vorschriften des Gesetzes in Zukunft somit nicht mehr vereinbar, den Strom jenseits des § 41 an Dritte zu veräußern. Auf diese Weise sollen dem Grundsatz der Trennung von Erzeugung, Netz und Betrieb besser Rechnung getragen und Missbrauch ausgeschlossen werden.

Zu § 37 (Weitergabe an die Lieferanten)

Zu Absatz 1

Absatz 1 entspricht dem § 14 Abs. 3 EEG 2004 und normiert die vierte Stufe der bundesweiten Ausgleichsregelung.

Die Weitergabe muss nach Maßgabe eines der tatsächlichen Einspeisung des berücksichtigungsfähigen Stroms aus Erneuerbaren Energien und Grubengas entsprechenden Profils erfolgen. Diese Regelung soll zur Vermeidung unnötiger Regelenergiekosten beitragen. Um Planungssicherheit für Übertragungsnetzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu ermöglichen, muss das Profil rechtzeitig bekannt gegeben werden. Welcher Zeitraum hierfür erforderlich ist, richtet sich auch nach den Bedürfnissen der aufnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen und den Möglichkeiten, kurzfristig die benötigte Ausgleichsenergie zu erhalten. Da derzeit gerade bei kleineren Stadtwerken nicht immer Möglichkeiten vorhanden sind, auch in kürzester Frist die benötigte Differenzenergie zu beschaffen, und auch die Börse noch keine ausreichenden Mengen zur Verfügung stellen kann, ist es zurzeit nicht ausreichend, wenn das Profil lediglich einige Tage im Voraus bekannt gegeben wird. Vielmehr wird nach Treu und Glauben eine so frühzeitige Bekanntgabe (ggf. Monate im Voraus) erforderlich sein, dass ein geordneter Einbau des EEG-Stroms in die Planung des Elektrizitätsversorgers möglich ist. Derzeit kann die von der Stromwirtschaft gefundene Lösung als gesetzeskonform gelten.

Satz 2 entspricht § 14 Abs. 3 Satz 2 der bislang geltenden Fassung. Die Abnahmepflicht trifft nicht solche Elektrizitätsversorgungsunternehmen, deren an ihre Letztverbraucher gelieferter Strom mindestens zu 50 Prozent nach diesem Gesetz vergütet wurde oder hätte werden können. Nicht berücksichtigt werden solche Strommengen aus Erneuerbaren Energien und Grubengas, die nicht unter die Vergütungsvorschriften fallen.

Zu Absatz 2

Die Regelung entspricht § 14 Abs. 3 Satz 3 und 4 des bisher geltenden Rechts und regelt die Berechnung des abzunehmenden Anteils.

Zu Absatz 3

Absatz 3 entspricht dem bisherigen § 14 Abs. 3 Satz 5 und regelt die Berechnung der von dem jeweiligen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu entrichtenden Vergütung.

Zu Absatz 4

Die Regelung entspricht § 14 Abs. 3 Satz 6 und 7 des bisher geltenden Rechts. Er regelt den Ausgleich von zu viel oder zu wenig gelieferten „EEG-Mengen" zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Zu Absatz 5

Absatz 5 entspricht § 14 Abs. 3 Satz 8 des bisher geltenden Rechts. Er regelt, um dem Missbrauch marktbeherrschender Stellungen vorzubeugen, dass Strom, der nach Absatz 1 abgenommen worden ist, nicht unter Preis verkauft werden darf.

Zu Absatz 6

Absatz 6 entspricht der bisherigen Regelung des § 14 Abs. 7. Er soll eine Umgehung der Kostentragungspflicht durch Ausschaltung einer Belieferung durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, insbesondere durch den unmittelbaren Import dieses Stroms aus dem Ausland, verhindern. Eine solche Praxis widerspricht der gesetzgeberischen Absicht, die Kosten des Gesetzes möglichst verursachergerecht auf alle Stromabnehmer zu verteilen.

Die Regelung legt u. a. fest, dass Letztverbraucher, die Strom aufgrund eines Stromliefervertrages, der eine Stromlieferung aus dem Ausland in den Geltungsbereich dieses Gesetzes vorsieht, von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder einer dritten Person beziehen, Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich stehen und damit genau wie diese EEG-Strom abnehmen müssen.

Beliefert ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen Letztverbraucher innerhalb des Geltungsbereichs dieses Gesetzes, jedoch unter Inanspruchnahme eines ausländischen Übertra-

gungsnetzes, besteht die Abnahme- und Vergütungspflicht des Elektrizitätsversorgungsunternehmens nach den Absätzen 1 bis 3 gegenüber dem nächstgelegenen inländischen Übertragungsnetzbetreiber. In diesem Fall hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen sicherzustellen, dass es seiner Abnahme- und Vergütungspflicht nachkommt.

Zu § 38 (Nachträgliche Korrekturen)

Die Regelung, die auf dem bisherigen § 14 Abs. 4 aufbaut, ermöglicht es den Übertragungsnetzbetreibern, solche Strommengen, die in vorangegangenen Jahren wegen Streitbefangenheit nicht in den Ausgleichsmechanismus eingestellt werden konnten, nach rechtskräftiger Entscheidung in der Hauptsache im nächsten Abrechnungszeitraum zu berücksichtigen. In Zukunft ist dies über die bislang geltende Fassung hinaus auch möglich, wenn ein anderer vollstreckbarer Titel – als das früher allein zulässige Urteil – existiert. Diese Reglung gibt den Netzbetreibern die Möglichkeit, auch ohne Gerichtsverfahren einvernehmlich Korrekturen herbeizuführen. Die Begrenzung auf vollstreckbare Titel stellt sicher, dass unnötige und wiederholte Korrekturen, die auf dem gleichen Sachverhalt beruhen, unterbleiben. So kann der Aufwand für die Beteiligten minimiert werden.

Zu § 39 (Abschlagszahlungen)

Die Vorschrift entspricht dem bisherigen § 14 Abs. 5.

Zu Abschnitt 2 (Besondere Ausgleichregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen)

Die Regelungen ermächtigen das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), den Anteil der von Elektrizitätsversorgungsunternehmen abzunehmenden Strommenge zu begrenzen, den die Elektrizitätsversorgungsunternehmen anteilig an letztverbrauchende Unternehmen (als kleinste rechtlich selbständige Einheit) des produzierenden Gewerbes oder an Schienenbahnen weitergeben dürfen. Auf diese Weise sollen die bei diesen Unternehmen durch dieses Gesetz anfallenden Kosten reduziert werden.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, sind als Verursacher einer klima- und umweltschädlichen Energieerzeugung verpflichtet, von den Übertragungsnetzbetreibern anteilig Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas, den diese nach diesem Gesetz abnehmen, vergüten und mit den anderen Netzbetreibern ausgleichen, abzunehmen sowie mit dem bundesweit einheitlichen Durchschnittssatz zu vergüten. Im Ergebnis werden so alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu prozentual gleichen Anteilen zur Stromabnahme und -vergütung verpflichtet.

Das EEG regelt nicht, wie die Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit der abgenommenen und vergüteten Strommenge aus Erneuerbaren Energien zu verfahren haben. Es stellt ihnen vielmehr frei, diese Strommenge an die von ihnen belieferten Letztverbraucher als Anteil des gesamten Strombezugs weiterzugeben. Die Differenz zwischen dem gezahlten Durchschnittsvergütungssatz und dem Preis alternativ zu beziehenden Stroms (Differenzkosten) kann in diesem Fall Bestandteil der Strombezugskosten der Letztverbraucher werden.

Zu § 40 (Grundsatz)

Zu Absatz 1

Die Regelung ist im Wesentlichen identisch mit § 16 Abs. 1 EEG 2004. Durch sie besteht für Unternehmen des produzierenden Gewerbes und für Schienenbahnen die Möglichkeit, einen Antrag an das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zu richten, um die Menge des abzunehmenden EEG-Stroms zu begrenzen. Mit Hilfe der Mengenbegrenzung sollen die bei den betreffenden Unternehmen insgesamt anfallenden Stromkosten reduziert werden.

Neu eingefügt wurde der Zweck der Regelung. Die Senkung der Stromkosten durch die Begrenzung der Abnahmemengen dient dem Erhalt der internationalen und intermodalen Wettbewerbsfähigkeit der begünstigten Unternehmen. Hierin sind keine neuen Anspruchsvoraussetzungen zu sehen. Diese Änderung dient vielmehr der Klarstellung und als Auslegungshilfe bei der Anwendung der besonderen Ausgleichsregelung.

Zu Absatz 2

Absatz 2 entspricht dem früheren § 16 Abs. 4 Satz 1 und 2, wobei der in mancher Hinsicht problematische Differenzkostenbegriff durch eine neue Regelung ersetzt wurde.

Hinter der Regelung steht der Ausgleichsmechanismus, der Stromflüsse und Vergütungszahlungen aneinanderkoppelt. Vor diesem Hintergrund erfolgt in Absatz 2 eine Umrechnung von Kosten in Kilowattstunden. Da die Strombezüge des Unternehmens jedoch schwanken können, wird die Strommenge nicht in absoluten Zahlen, sondern als Prozentsatz des Strombezugs festgesetzt. Satz 2 bestimmt, dass die Begrenzung der anteilig an das Unternehmen weitergereichten Strommenge an der betreffenden Abnahmestelle zu einer Reduzierung der dortigen Mehrkosten auf 0,05 Cent je Kilowattstunde führen soll. So kann den betroffenen Unternehmen zur größtmöglichen Planungssicherheit verholfen werden. Daneben wird in Satz 2 ausdrücklich klargestellt, dass der Prozentsatz für alle Antragsteller einheitlich zu bestimmen ist. Aus den nun für alle Antragsteller einheitlich zu bestimmenden Differenzkosten ergibt sich auch ein für alle Antragsteller einheitlicher Begrenzungsprozentsatz. Um gleiche Wettbewerbsvoraussetzungen für alle stromintensiven Unternehmen sicherzustellen, werden die Bescheide auf einheitlicher Datengrundlage zum gleichen Zeitpunkt beschieden.

Die weitergereichte Strommenge ist die nach dem EEG vergütete Strommenge, die die Elektrizitätsversorgungsunternehmen von den Übertragungsnetzbetreibern abnehmen müssen und dann an Letztverbraucher weiterreichen.

Die Entscheidung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle beruht auf dem Durchschnittsvergütungssatz für nach dem EEG vergüteten Strom, der in dem von der Entscheidung betroffenen Zeitraum erwartet wird. Dieser Vergütungssatz ist nicht mit Sicherheit vorherzusagen. Das Bundesamt muss daher insoweit eine Prognoseentscheidung treffen. Diese Prognoseentscheidung soll auch dann Grundlage der Entscheidung bleiben, wenn sich im Nachhinein herausstellt, dass der tatsächliche Durchschnittsvergütungssatz von der Prognose abweicht.

Zur Berechnung wird nicht mehr auf den Begriff der individuellen Differenzkosten abgestellt. Vielmehr werden die zu erwartenden Vergütungen ins Verhältnis zu den durchschnittlichen Strombezugskosten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die für den von der Entscheidung betroffenen Zeitraum erwartet werden, gestellt.

Die § 40 ff. sind keine Härtefallregeln, sondern haben den Sinn, die Benachteiligung stromintensiver Unternehmen durch die Kosten des EEG im internationalen und intermodalen Wettbewerb zu verringern. Deshalb ist nicht auf die individuelle Belastung eines Unternehmens oder des dieses beliefernden Elektrizitätsversorgungsunternehmens abzustellen. Stattdessen muss die Kostendifferenz zum durchschnittlichen Strombezugspreis für Großhandelskunden festgestellt werden. Letztlich kaufen die Unternehmen ihren Strom am Markt zu Marktpreisen; deshalb sollen diese zukünftig auch für die Berechnung der Differenzkosten zugrunde gelegt werden.

Genau wie bei den Vergütungssätzen hat das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auch für die erwarteten Strombezugskosten eine Prognoseentscheidung zu treffen. Hierfür entwickelt es ein einheitliches Verfahren. Heute wird ein Großteil der Strommengen über die Terminmärkte beschafft. Insofern wird das Verfahren der Preisermittlung an den Terminmärkten beispielhaft genannt. Sollte sich das Beschaffungsverhalten der Unternehmen ändern, kann das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auf diese Änderung mit einer geänderten Prognoseermittlung reagieren.

Die Prognoseentscheidung bleibt auch dann Grundlage der Entscheidung, wenn sich im Nachhinein herausstellt, dass die durchschnittlichen Bezugskosten von den zugrunde gelegten abweichen.

Zu § 41 (Unternehmen des produzierenden Gewerbes)

§ 41 findet Anwendung auf Unternehmen des produzierenden Gewerbes. Mit den durch Absatz 2 vorgegebenen Nachweisanforderungen wird einerseits zum Ausdruck gebracht, unter welchen kumulativen materiellen Voraussetzungen von der Regelung Gebrauch gemacht werden kann. Andererseits wird deutlich gemacht, dass und auf welche Weise das letztverbrauchende Unternehmen den Nachweis hierüber zu erbringen hat. Die Nachweispflicht und das anschließende Verfahren sollen den notwendigen Verbraucherschutz dadurch sicherstellen, dass nur die Unternehmen, die die Kriterien erfüllen, im geregelten Umfang in den Genuss der besonderen Ausgleichsregelung gelangen.

Zu Absatz 1

Absatz 1 entspricht im Wesentlichen § 16 Abs. 2 Satz 1 EEG 2004.

Die Tatsache, dass ein Unternehmen Differenzkosten entrichtet hat, ist nicht mehr Anspruchsvoraussetzung für den Begrenzungsanspruch. Dies beruht auf der Überlegung, dass die Ermittlung der Differenzkosten und der Nachweis hierüber einerseits in der Praxis zu einem erheblichen Maße von Bürokratie und praktischen Schwierigkeiten geführt haben. Andererseits ist der Zweck zweifelhaft, da nur in absoluten Einzelfällen keine Differenzkosten gezahlt wurden.

Nummer 1 erfordert den Nachweis, dass und in welchem Umfang der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezogene und durch das Unternehmen selbst verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle im letzten Geschäftsjahr vor der Antragstellung 10 Gigawattstunden überstiegen hat. Sonstiger Strom wird nicht berücksichtigt, da dieser Strom nicht in den Ausgleichsmechanismus des EEG einbezogen ist.

Der nach § 37 Abs. 1 bezogene Strom ist Strom, der nach dem Gesetz vergütet, an die Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet, durch diese ausgeglichen und an die Elektrizitätsversorgungsunternehmen weitergeleitet wurde.

Nummer 2 macht den Nachweis erforderlich, dass und inwieweit das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens 15 Prozent überschreitet. Stromkosten sind in diesem Zusammenhang sämtliche für den Strombezug des Unternehmens entrichteten Kosten einschließlich der Stromlieferkosten (inklusive Börse und Stromhändler), der Netzentgelte, eventueller Systemdienstleistungskosten, Preisaufschläge aufgrund von EEG und KWKG, Steuern, insbesondere der Stromsteuer abzüglich erwarteter Entlastungen gemäß § 10 des Stromsteuergesetzes (StromStG). Umsatzsteuern finden keine Berücksichtigung. Der Terminus der Bruttowertschöpfung entspricht dem vom Statistischen Bundesamt in volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen verwendeten Begriff. Die Bruttowertschöpfung umfasst nach Abzug sämtlicher Vorleistungen die insgesamt produzierten Güter und Dienstleistungen zu den am Markt erzielten Preisen und ist somit der Wert, der den Vorleistungen durch eigene Leistungen des Unternehmens hinzugefügt worden ist. Durch die Berechnungsmethode kann der Wert auch größer als 100 sein.

Nummer 3 verlangt den Nachweis, dass und in welchem Umfang ein Teil der von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen aufgenommenen Strommenge an das antragstellende Unternehmen weitergereicht und von diesem selbst verbraucht wird.

Zu Absatz 2

Absatz 2 verpflichtet die betroffenen Unternehmen, durch Vorlage der genannten Unterlagen den Nachweis zu erbringen, dass die Voraussetzungen von Absatz 1 Nr. 1 bis 3 vorliegen.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält die Regelung des § 16 Abs. 4 Satz 3 und 4 EEG 2004. Die Vorschrift gilt direkt nur für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die übrigen Änderungen sind teils Folgeanpassungen, teils Klarstellungen.

Die Begrenzung nach § 40 erfolgt nur für diejenigen Unternehmen, deren Strombezug an einer Abnahmestelle mindestens 100 GWh und deren Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung mindestens 20 Prozent beträgt. Für die sonstigen von § 41 begünstigten Unternehmen, die diese Schwellen nicht erreichen, aber einen Stromverbrauch an einer Abnahmestelle von über 10 GWh und ein Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung von mehr als 15 Prozent haben oder Schienbahnen sind, gilt dieser Wert nur für die Strommenge, die über 10 Prozent des Stromfremdbezugs hinausgeht. Bis zu einem Stromfremdbezug

von 10 Prozent darf das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle für diesen Unternehmenskreis keine Begrenzung vornehmen. Damit ist bei den Auswirkungen der besonderen Ausgleichsregelung zwischen zwei Begünstigtenkreisen zu unterscheiden.

Zu Absatz 4

Absatz 4 definiert den Begriff der Abnahmestelle. Es ist dabei nicht auf die einzelne Kuppelstelle zwischen Netz und Betrieb abzustellen, sondern vielmehr eine wertende Zusammenfassung aller an einem Betriebsgrundstück vorhandenen Verbindungsstellen vorzunehmen, um technischen Zwängen, etwa den Bezug aus Netzen verschiedener Spannungsebenen, oder Vorkehrungen, wie beispielsweise mehrere Verbindungen, um in Revisionszeiten die Stromversorgung nicht zu gefährden, Rechnung zu tragen.

Zu Absatz 5

Nach Absatz 5 kann anstelle eines Unternehmens auch ein selbständiger Unternehmensteil von den Kosten dieses Gesetzes teilweise befreit werden, wenn bei diesem die Voraussetzungen gegeben sind.

§ 41 Abs. 5 ist eine Ausnahmevorschrift und damit eng auszulegen. Bei einem selbständigen Unternehmensteil kann es sich nicht um eine eigene Rechtspersönlichkeit handeln, da sonst bereits ein eigenständiges Unternehmen vorliegen würde. Insbesondere externe Standorte eines Unternehmens können damit in den Anwendungsbereich dieser Regelung fallen. Als „selbständig“ kann nur ein Teil eines Unternehmens gelten, der in der Lage ist, rechtlich wie tatsächlich ein eigenes Unternehmen zu bilden. Es muss sich demnach um eine organisatorische Einheit handeln, die sowohl zu unternehmerischen als auch planerischen Entscheidungen in der Lage ist.

Als selbständiger Teil eines Unternehmens in diesem Sinne gelten alle Einrichtungen, die sich aus der wirtschaftlichen Gesamtbetätigung des Unternehmens wesentlich herausheben und das Bild eines selbständig agierenden Unternehmens des produzierenden Gewerbes bieten.

Durch das Ziel der besonderen Ausgleichsregel die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen zu sichern, können nur solche Teile eines Unternehmens einen Antrag stellen, die sich ebenfalls in einem o. g. Wettbewerbsverhältnis befinden. Die Organisationseinheiten müssen demnach auch im Wettbewerb zu internationalen Unternehmen stehen (aktuelle/tatsächliche Wettbewerbslage) oder, um Marktzutrittsschranken zu vermeiden, zumindest jederzeit in internationalen Wettbewerb treten könnten (potenzielle Wettbewerbslage). Hieraus lässt sich der Schluss ableiten, dass bei internationalem Wettbewerb von selbständigen Teilen von Unternehmen auch in nationaler Hinsicht Wettbewerb zwischen selbständigen Teilen von Unternehmen und Unternehmen gegeben sein muss (zum Beispiel innerhalb eines Wirtschaftszweigs). Damit muss eine vergleichbare Situation (Wettbewerbslage) zwischen Organisationseinheit (selbständiger Teil des Unternehmens) und Unternehmen als kleinster juristischer Einheit gegeben sein. Durch die Antragsberechtigung von selbständigen Unternehmensteilen wird sodann Wettbewerbsneutralität zwischen der gewählten betrieblichen Organisationsform national wie international erzeugt.

Für die Anforderungen an einen selbständigen Teil des Unternehmens bedeutet dies, dass der „Teil“ des Unternehmens sich mit einem „idealtypischen“, rechtlich selbständigen Unternehmen vergleichen lassen muss. Der selbständige Teil muss also in seiner tatsächlichen Organisation das „Bild eines selbständig agierenden Unternehmens“ darstellen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die betrieblichen Funktionsbereiche (Beschaffung, Produktion, Absatz, Verwaltung, Leitung) die bei einem Unternehmen vorhanden sind, auch beim selbständigen Teil des Unternehmens vorhanden sind und die entsprechenden Grenzwerte überschritten werden. Dagegen sollen nicht durch Unternehmensorganisation künstlich selbständige Unternehmensteile entstehen, die lediglich zur Ausschöpfung der Möglichkeiten der Besonderen Ausgleichsregelung geschaffen werden.

Zu § 42 (Schienenbahnen)

Die Einbeziehung der Schienenbahnen in die Förderung ist aus verkehrspolitischen Gründen gerechtfertigt, da diese Aufgaben der Daseinsvorsorge auf besonders umweltfreundliche Art und Weise wahrnehmen und auf den Bezug von Elektrizität angewiesen sind.

In der Neufassung wurde die Förderung von Schienenbahnen in einen eigenen Paragraphen übernommen, um das Gesetz übersichtlicher zu machen. Inhaltlich entspricht die Regel § 16 Abs. 3 in Verbindung mit Abs. 4 Satz 3 des EEG 2004. Somit ergeben sich inhaltlich keine Veränderungen für die Förderung von Schienenbahnen, die nicht auch für Unternehmen des produzierenden Gewerbes gelten.

Für Schienenbahnen gelten leicht abweichende Voraussetzungen gegenüber Unternehmen des produzierenden Gewerbes. Schienenbahnen sind alle Unternehmen, die auf Schienen Güter oder Menschen transportieren. Sie müssen nicht die Voraussetzung eines bestimmten Verhältnisses der Bruttowertschöpfung zu den Stromkosten des Unternehmens nachweisen. Alle sonstigen Voraussetzungen des § 41 müssen jedoch vorliegen. Der Nachweis wird entsprechend geführt.

Nach Nummer 1 werden nur diejenigen Strommengen berücksichtigt, die unmittelbar für den Fahrbetrieb genutzt werden. Sonstiger Strom, etwa für Infrastruktureinrichtungen, wie Gebäude und Liegenschaften, wird nicht berücksichtigt.

Nummer 2 bezieht sich auf § 41 Abs. 3. Die dort festgelegte Selbstbehaltregel für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die unter 100 Gigawattstunden Strom verbrauchen und deren Stromkosten im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung nicht mehr als 20 Prozent ausmachen, gilt für alle Schienenbahnen unabhängig von der Höhe des Stromverbrauchs und des Verhältnisses ihrer Stromkosten zur Bruttowertschöpfung.

Daneben wird in Nummer 3 die Abnahmestelle – anders als in § 41 Abs. 4 – aufgrund der fehlenden Ortsgebundenheit als die Gesamtheit aller Verbrauchsstellen, d. h. der elektrischen Lokomotiven und vergleichbaren Fahrzeuge eines Unternehmens als eine Abnahmestelle betrachtet.

Zu § 43 (Antragsfrist und Entscheidungswirkung)

Zu Absatz 1

Die Vorschrift enthält Verfahrensregelungen. Sie ist inhaltsgleich mit § 16 Abs. 6 EEG 2004. Es wurden lediglich die Verweise angepasst. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle trifft die Entscheidung über die Begrenzung und teilt diese dem antragstellenden Unternehmen per Bescheid mit. An die jeweils betroffenen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber hat es sodann jeweils eine Durchschrift dieses Bescheides zu senden.

Absatz 1 legt fest, dass die Antragsfrist eine Ausschlussfrist ist. Dies bedeutet, dass die Handlung nach Ablauf der Frist nicht mehr wirksam vorgenommen werden kann. Von der Einhaltung der Ausschlussfrist gibt es keine Ausnahmen. Die Behörde kann weder die Frist verlängern, noch ist eine Wiedereinsetzung in den vorigen Stand möglich.

Die Ausschlussfrist stellt einen Eingriff in die Berufsfreiheit der betroffenen Unternehmen dar, der jedoch gerechtfertigt ist. Der Eingriff ist insbesondere verhältnismäßig.

Teilweise wird in der juristischen Literatur davon ausgegangen, dass Ausschlussfristen einer besonderen verfassungsrechtlichen Rechtfertigung bedürften, d. h. es muss ein öffentliches Interesse daran bestehen, dass bei unverschuldeter Fristversäumung eine Wiedereinsetzung in den vorigen Stand nicht möglich ist.

Die Rechtsprechung stellt geringere Anforderungen. Zu beachten ist der verfassungsrechtliche Grundsatz der Verhältnismäßigkeit, nach dem eine Maßnahme zu dem angestrebten Zweck geeignet, erforderlich und angemessen sein muss. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts ist es eine verfassungsrechtlich nicht zu beanstandende Erwägung des Gesetzgebers, dass das „Massengeschäft“ des Lohnsteuerjahresausgleichs, bei dem alljährlich mehrere Millionen Anträge zu behandeln sind, binnen einer Frist abgeschlossen werden soll (BVerfG 1. Senat, Az. 1 BvL 17/83, 1 BvL 19/83, vom 8. Oktober 1985). Entsprechend hat das Bundesverwaltungsgericht entschieden, dass auch eine Ausschlussfrist für Anträge zur Feststellung von Vertreibungsschäden rechtsstaatlichen Anforderungen entspreche. Angesichts des Umfangs der zu berücksichtigenden Schadensfälle könnten Stichtage und hierfür auch generalisierende Abgrenzungsmerkmale eingeführt werden, soweit diese jedenfalls im Ganzen dem Gleichheitsgebot entsprechen (BVerwG 3. Senat, Az. 3 C 42/85, vom 6. Februar 1986). Auch in weiteren Entscheidungen des Bundesverfassungs- und Bundesverwaltungsgerichts über die Verfassungsmäßigkeit von Ausschlussfristen ist lediglich eine Verhältnismäßigkeitsprüfung durchgeführt worden (so z. B. BVerwG 7. Senat, Az. 7 B 124/97, vom 25. April 1997 und BVerwG 7. Senat, Az. 7 C 28/95, vom 28. März 1996). Besondere Anforderungen an die Verhältnismäßigkeit von Ausschlussfristen sind nicht ersichtlich.

Hier dient die Ausschlussfrist dem Zweck, dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zu ermöglichen, die Begrenzungsbescheide vor Jahresende abzuarbeiten, damit sie dann in den weiteren Ausgleich einbezogen werden und bei den Prognosen und Lieferentscheidungen der Elektrizitätswirtschaft berücksichtigt werden. Zu diesem Zeitpunkt sollen alle Anträge auf derselben Datenbasis entschieden werden, um gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle antragstellenden Unternehmen in Bezug auf die Entlastungen durch die besondere Ausgleichsregel sicherzustellen. Auch soll damit sichergestellt werden, dass die Begrenzungsbescheide vor ihrem Inkrafttreten, das laut Gesetz mit dem 1. Januar des folgenden Jahres erfolgt, verschickt werden können. Damit sollen den Übertragungsnetzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen Sicherheit über die vom besonderen Ausgleichmechanismus umfassten Strommengen gegeben werden und Rechtsicherheit hergestellt werden. Dies sind legitime Zwecke.

Zur Erreichung dieser Zwecke ist die Ausschlussfrist auch geeignet. Sie stellt sicher, dass die oben genannten Ziele erreicht werden. Ein weniger eingreifendes Mittel um dieses Ziel herbeizuführen steht nicht zur Verfügung, so dass die Maßnahme auch erforderlich ist. Eine einfache Frist würde nicht sicherstellen, dass tatsächlich alle Anträge bis Jahresende beschieden werden und für den Wälzungsmechanismus berücksichtigt werden können. Eine laufende Bescheidung, die sich dann auch auf die jeweils geltende Datengrundlage bezöge, würde das Ziel der Herstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen nicht erreichen.

Fraglich ist lediglich die Angemessenheit. Eine Ausschlussfrist ist ein schwerwiegender Eingriff, da trotz unverschuldeter Säumnis jeder Anspruch ausgeschlossen wird und es infolge der Begrenzungsentscheidung häufig zu beträchtlichen finanziellen Entlastungen für die Unternehmen kommt.

Auf der anderen Seite stehen die Verzögerung der Entscheidung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, die Beeinträchtigung der dortigen Organisationsabläufe, die Vergrößerung der Ungenauigkeiten bei den Prognosen für den Wälzungsmechanismus und die Verzögerung der Beurteilung der Gesamtwirkung aller Begrenzungsbescheide.

Mit der Beibehaltung der Ausschlussfrist gibt der Gesetzgeber letzteren Gründen ein höheres Gewicht. Letztlich werden die Unternehmen, die die besondere Ausgleichsregel in Anspruch nehmen, privilegiert. Von ihnen kann erwartet werden, dass sie im Vorhinein alles unternehmen, um den Antrag einschließlich der erforderlichen Unterlagen fristgerecht einzureichen, damit die Belastung des gesamten Mechanismus und der Prüfungsbehörde möglichst gering bleibt. Angesichts der Tatsache, dass eine Bescheinigung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nicht mehr notwendig ist, liegt es fast allein in der Hand der Unternehmen, Antrag und Unterlagen fristgerecht zusammenzutragen und vorzulegen. Auch wenn es für die Unternehmen um relativ große Summen und damit im Einzelfall um die wirtschaftliche Existenz gehen kann, ist ihnen diese Verantwortung zuzumuten.

Zu Absatz 2

Absatz 2 wurde neu eingeführt und enthält eine Verlängerung der Antragfrist für neu gegründete Unternehmen. Diese sollen auch von der Förderung durch § 40 ff. profitieren können und erhalten deshalb eine verlängerte Frist.

Um einen Missbrauch dieser Möglichkeit zu verhindern, werden durch Umwandlung entstandene Unternehmen von dieser Begünstigung ausgenommen. Eine lediglich rechtli-

che Neugründung reicht nicht. Es muss vielmehr neues Betriebsvermögen geschaffen werden.

Die Neugründung erfolgt mit der Stromabnahme zu Produktions- oder Fahrbetriebszwecken, da erst zu diesem Zeitpunkt deutlich wird, wie viel Strom das Unternehmen verbrauchen wird.

Zu Absatz 3

Absatz 3 gibt § 16 Abs. 8 EEG 2004 wieder. Der veränderte Text beruht auf einer redaktionellen und nicht auf einer materiellen Änderung.

Inhaltlich integriert Absatz 3 die besondere Ausgleichsregelung in den allgemeinen Ausgleichsmechanismus.

Zu § 44 (Auskunftspflicht)

Diese Regelung ersetzt § 16 Abs. 9 EEG 2004. Die alte Regelung reichte nicht aus, um die notwendigen Informationen zur Evaluierung der Regelung im Rahmen des Erfahrungsberichts zu erhalten, da hierdurch die begünstigten Unternehmen nicht zur Auskunftserteilung verpflichtet und freiwillig kaum hierzu bereit waren.

Als Beauftragter des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kann insbesondere auch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle die benötigten Informationen einholen.

Zu Teil 5 (Transparenz)

Zu Abschnitt 1 (Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten)

Zu § 45 (Grundsatz)

§ 45 Satz 1 gibt § 14a Abs. 1 EEG 2004 wieder. Er verpflichtet Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, einander die für den bundesweiten Ausgleich jeweils erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen. Für den bundesweiten Ausgleich erforderlich sind, wie § 45 zum Ausdruck bringt, insbesondere die in den §§ 46 bis 49 genannten Angaben, aber etwa auch der zeitliche Verlauf der Einspeisungen und alle sonstigen zur rechtmäßigen Abwicklung der §§ 34 bis 39 EEG notwendigen Informationen.

Die Begriffe „Anlagenbetreiber“, „Netzbetreiber“ und „Übertragungsnetzbetreiber“ sind in § 3 EEG legaldefiniert. Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind alle Unternehmen, die Strom an Dritte liefern. Dritte sind insbesondere Letztverbraucher oder andere Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Neu eingefügt wurde lediglich das Wort unverzüglich. Dieses war in der Vorgängerregelung § 14 Abs. 6 Satz 1 EEG 2004 schon enthalten und ist im Rahmen des Ersten Änderungsgesetzes weggefallen. Dies sollte keine inhaltliche Änderung darstellen, sondern war ein gesetzgeberisches Versehen, das hiermit behoben wird.

§ 45 Satz 2 ordnet die entsprechende Geltung des § 38 EEG an. Damit wird zum Ausdruck gebracht, dass Änderungen der abzurechnenden Energiemengen oder Vergütungszahlungen, auch infolge der rechtmäßigen Beilegung eines außergerichtlichen Streits, bei der jeweils nächsten unterjährigen Abrechnung bzw. gegebenenfalls der nächsten Jahresabrechnung zu berücksichtigen sind.

Zu § 46 (Anlagenbetreiberinnen und -betreiber)

Die Vorschrift entspricht § 14a Abs. 2 EEG 2004 und regelt die Informationspflichten der Anlagenbetreiber. Es wurden lediglich die Verweise angepasst.

Nummer 1 verpflichtet den Anlagenbetreiber, dem Netzbetreiber, an dessen Netz seine Anlage unmittelbar oder mittelbar über § 7 Abs. 2 EEG angeschlossen ist, insbesondere den Standort und die Leistung der Anlage mitzuteilen. Standort ist der Ort, an dem die Anlage sich befindet. Er wird insbesondere gekennzeichnet durch die genaue Angabe der Adresse bzw. des Flurstücks, des Bundeslandes, des Ortsnamens und der Postleitzahl. Bei Offshore-Anlagen ist die Angabe des Namens des Windparks ausreichend. Der Begriff der Leistung ist in § 3 EEG legaldefiniert. Gemeint ist damit nicht nur der Leistungsbereich, sondern die genaue installierte Leistung der Anlage. Eine mittelbar angeschlossene Anlage ist eine, deren Strom nach § 7 Abs. 2 EEG vergütet wird.

Nach Nummer 2 sind bei Biomasseanlagen nach § 27 Abs. 1 Satz 1 die Einsatzstoffe nach § 27 Abs. 3 Nr. 2 und Abs. 4 Nr. 2 und die Angaben hinsichtlich der eingesetzten Technologien nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 und 3 mitzuteilen. Diese Verpflichtung ist rein deklaratorisch. Sie ist in das Gesetz aufgenommen worden, weil bei Biomasseanlagen die Darlegung der Anspruchsvoraussetzungen besonders relevant ist. Aber auch bei allen anderen von den §§ 23 bis 33 erfassten Anlagenarten besteht nach allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen die Notwendigkeit, dem jeweiligen Netzbetreiber die Anspruchsvoraussetzungen darzulegen. Dies umfasst zum Beispiel bei Windenergieanlagen den Referenzertrag. Die Angaben nach § 46 Nr. 1 und 2 müssen bei der erstmaligen Geltendmachung des Vergütungsanspruchs und danach nur noch bei anspruchsrelevanten Änderungen mitgeteilt werden. Nummer 3 greift die zuvor in § 14a Abs. 2 Nr. 3 EEG normierte Obliegenheit auf, die für die Ansprüche notwendigen Daten bis zum 28. Februar des auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres zur Verfügung zu stellen. Wenn die Netzbetreiber selbst bereits über die erforderlichen Daten verfügen, ist anders als bei den Angaben nach den Nummern 1 und 2 eine Mitteilung durch den Anlagenbetreiber entbehrlich. Das ist jedenfalls dann der Fall, wenn die Netzbetreiber die Messung durchführen. In diesem Fall genügt der Anlagenbetreiber seiner Verpflichtung nach Nummer 3 auch ohne gesonderte Mitteilung.

Zu § 47 (Netzbetreiber)

Die Vorschrift entspricht § 14a Abs. 3 EEG 2004 und verpflichtet Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, die von den Anlagenbetreibern erhaltenen Angaben nach Absatz 2, die tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen sowie die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben mitzuteilen.

Zu Absatz 1

Die erhaltenen Angaben umfassen auch die gegebenenfalls dem Netzbetreiber ohne gesonderte Mitteilung zur Verfügung stehenden Daten nach Absatz 2 Nr. 3. Die Angabe der tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen (soweit sie die Mindestvergütungen nicht übersteigen) ist vor allem rele-

vant, wenn ein Streit zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber – dem Grunde oder der Höhe nach – über den Vergütungsanspruch besteht. Erforderliche Daten sind insbesondere auch die für die Ermittlung des zeitlichen Verlaufs notwendigen Informationen.

Der Pflicht nach Nummer 1 zur unverzüglichen Mitteilung wird durch eine aggregierte, d. h. durch eine nach Paragraphen und Vergütungskategorien zusammengefasste Mitteilung der Vergütungszahlungen und eingespeisten Energiemengen Genüge getan.

Für die Endabrechnung nach Nummer 2 sind dagegen die Daten nicht nur aggregiert, sondern für jede einzelne Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG gesondert mitzuteilen. Der Zeitpunkt der Endabrechnung ist um einen Monat verschoben, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die Netzbetreiber zukünftig bei Vorlage der Endabrechnung bereits die Testierung durch eine Wirtschaftsprüferin oder einen Wirtschaftsprüfer, eine Buchprüferin oder einen Buchprüfer vorlegen müssen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 zeigt einige Daten auf, die zur Ermittlung der Energiemengen und Vergütungszahlungen in jedem Fall erforderlich sind. Mit den in Nummer 3 genannten Energiemengen sind die bilanziellen Stromflüsse gemeint. Die Vorschrift in Nummer 4 soll dazu führen, dass alle Stromab- und -zuflüsse dargelegt werden, um die für den Wälzungsmechanismus angegebenen Zahlen besser überprüfen zu können.

Zu § 48 (Übertragungsnetzbetreiber)

Die Vorschrift fasst die Informationspflichten der Übertragungsnetzbetreiber zusammen. Absatz 1 entspricht der bisherigen Regel des § 14a Abs. 3 Satz 3 und Abs. 2 gibt § 14a Abs. 4 wieder.

Zu Absatz 1

Übertragungsnetzbetreiber, die selbst keine vorgelagerten Übertragungsnetze mehr haben, müssen die relevanten Angaben auf ihrer Internetseite veröffentlichen. Die Summe aus den ihnen mitgeteilten und von ihnen veröffentlichten Angaben ist die Grundlage für den Ausgleich mit den anderen Übertragungsnetzbetreibern.

Eine Anlage ist im Sinne dieser Vorschrift mittelbar an das Netz angeschlossen, wenn sie nach § 8 Abs. 2 mittels kaufmännisch-bilanzieller Durchleitung in ein Netz nach § 3 Nr. 7 angeboten wird.

Zu Absatz 2

Übertragungsnetzbetreiber sind nach Absatz 2 darüber hinaus verpflichtet, den abnahme- und vergütungspflichtigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen die notwendigen Angaben mitzuteilen. Maßgeblich sind insoweit lediglich die tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen. Eine Abnahme des Stroms ist nicht erforderlich; ausreichend ist die Vergütung des Stroms. Dies betrifft insbesondere den Fall des § 33 Abs. 3. Infolge der Anordnung der entsprechenden Geltung von § 46 Abs. 2 müssen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Mitteilung gegenüber den Elektrizitätsversorgungsunternehmen alle für die Ermittlung der auszugleichenden Energiemengen und Vergütungszahlungen erforderlichen Angaben machen.

Zu § 49 (Elektrizitätsversorgungsunternehmen)

Die Regelung gibt im Wesentlichen § 14a Abs. 5 EEG 2004 wieder. Es wurden lediglich die Wörter „ihren Strombezug“ gestrichen. Laut der Gesetzesbegründung zum EEG 2004 (Bundestagsdrucksache 16/2455, S. 22) sollte der Zweck der Angabe der Strombezugsmenge darin bestehen, die für die zu erwartenden Ausgleichsvergütungen monatlichen Abschläge zu berechnen. Dieser Zweck wird nicht über die Strombezugsmenge erreicht. Die Abschläge werden auf Basis der an die Letztverbraucher gelieferten Strommenge berechnet.

Daneben sollte die Pflicht zur Angabe der Strombezugsmengen nach § 14a Abs. 5 EEG 2004 dazu dienen, die von den Unternehmen angegebenen Differenzkosten überprüfbar zu machen (Bundestagsdrucksache 16/2455, S. 23). Für die Berechnung der Differenzkosten sind aber Handelsstrommengen nicht heranzuziehen. Insofern reicht es aus, wenn den Elektrizitätsversorgungsunternehmen die an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Energiemenge mitgeteilt wird.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind nach § 49 verpflichtet, die an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Energiemenge mitzuteilen. Die Angaben sind maßgeblich für die monatlichen Abschläge sowie die auf das Jahr bezogene insgesamt bestehende Abnahme- und Vergütungspflicht.

Diese Angabe hat elektronisch zu erfolgen. Elektronisch bedeutet per E-Mail oder über ein Onlineverfahren, das von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt werden kann. Eine elektronische Signatur ist bei der Übermittlung per E-Mail nicht erforderlich. Die Änderung dient der Vereinfachung des Verfahrens.

Zu § 50 (Testierung)

Die Regel entspricht § 14a Abs. 7 EEG 2004. Hier ist das Recht aller am Ausgleichssystem beteiligten Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen geregelt, von den anderen Beteiligten – Elektrizitätsversorgungsunternehmen und alle Netzbetreiber – eine Testierung ihrer Endabrechnungen zu verlangen.

Die Wirtschaftsprüferbescheinigungen mussten in der Vergangenheit auf Verlangen jeweils einen bzw. zwei Monate nach den Endabrechnungen vorgelegt werden. Die Bescheinigungen der Wirtschaftsprüfer sind regelmäßig zu von den Abrechnungen abweichenden Ergebnissen gekommen. Dies hat im Rahmen des § 14 Abs. 4 EEG 2004 Änderungen der gewälzten Strommenge und der Vergütungszahlungen zur Folge gehabt. Auch im Rahmen des heutigen § 46 sind erhebliche Schwierigkeiten aufgetreten. Es muss gewährleistet werden, dass sowohl der Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur gleichermaßen über abweichende Zahlen informiert werden. Dies ist nur durch einen hohen personellen und in der Folge finanziellen Aufwand sicherzustellen. Alternative Folge wäre, dass gegebenenfalls die Daten nicht mehr angepasst werden können, was die Ergebnisse des Wälzungsmechanismus verfälschen würde.

Insofern erscheint es notwendig, zukünftig die Wirtschaftsprüferbescheinigungen gleichzeitig mit der Endabrechnung vorzulegen.

Die Kosten für die jeweiligen Bescheinigungen haben die jeweils zur Vorlage Verpflichteten zu tragen.

Zu § 51 (Information der Bundesnetzagentur)

Zu Absatz 1

Die Verpflichtung der Netzbetreiber und der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Vorlage der genannten Angaben dient dazu, die Bundesnetzagentur in die Lage zu versetzen, die ordnungsgemäße Durchführung des bundesweiten Ausgleichs im Interesse des Verbraucherschutzes sicherzustellen.

Die Regelung entspricht § 14a Abs. 8 EEG 2004. Es sind einige Änderungen vorgenommen worden. Zukünftig müssen die Netzbetreiber alle gemäß § 46 von den Anlagenbetreibern an sie übermittelten Daten an die Bundesnetzagentur weitergeben. Weiterhin erfolgte die Einfügung der Verpflichtung, die zur Überprüfung der Endabrechnungen erforderlichen Daten mit einzureichen, nur zur Klarstellung. Die Nutzung einer Formularvorlage ist an dieser Stelle gestrichen, aber in Absatz 3 verändert wieder eingefügt worden.

Ihre durchschnittlichen Strombezugskosten müssen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen nur noch angeben, wenn sie Differenzkosten ausweisen und bei der Abrechnung auf ihre individuellen Strombezugskosten abstellen. Nur in diesem Fall kann eine Überprüfung durch die Bundesnetzagentur erforderlich werden.

Durchschnittliche Strombezugskosten sind die Kosten, die einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen für den reinen Strombezug (ohne Netzentgelte) im Rahmen des § 49 entstanden sind. Die Verpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Vorlage ihrer durchschnittlichen Strombezugskosten ist erforderlich geworden, weil eine stichprobenartige Überprüfung der Praxis der Elektrizitätsversorgungsunternehmen ergeben hat, dass die gesetzlichen Vorgaben dieses Gesetzes teilweise nicht eingehalten wurden, sondern unzutreffende Angaben der Differenzkosten gemacht werden. Dies widerstreitet insbesondere den Interessen der gewerblichen und privaten Stromverbraucher, die selbst keine ausreichenden Möglichkeiten haben, ihre rechtlich geschützten Interessen an einer rechtmäßigen Umsetzung des EEG wahrzunehmen. Vor diesem Hintergrund ist die Verpflichtung zur Vorlage der Daten verhältnismäßig, zumal die Angaben nicht veröffentlicht, sondern nur einer staatlichen Stelle zur Verfügung gestellt werden müssen. Diese verfügt so über alle erforderlichen Daten, um im Fall eines ausreichenden Anfangsverdachts mittels eines Datenbankabgleichs überprüfen zu können, ob die an einen Übertragungsnetzbetreiber oder ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen gerichteten Vergütungsansprüche unter Zugrundelegung der Angaben der Netzbetreiber begründet und die von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Netzbetreiber oder ihren Zusammenschlüssen einschließlich der entsprechenden Verbände angegebenen, ausgewiesenen und/oder geltend gemachten Differenzkosten zutreffend sind.

Zu Absatz 2

Absatz 2 dient der Vereinfachung der Datenverarbeitung und dem Abbau von Bürokratie. Für Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen bedeutet es keine relevante Mehrarbeit, die Daten in einer vorgegebenen Form zu übermitteln. Auf der anderen Seite erspart dies der Bundesnetzagentur viel Arbeit bei der Vereinheitlichung.

Zu Absatz 3

Die Bundesnetzagentur wird in Absatz 3 Satz 1 ermächtigt, Formularvorlagen bereitzustellen. Diese Vorlagen sollten mit Blick auf Satz 2 mit der Bundesregierung abgestimmt werden.

Absatz 3 Satz 2 ermächtigt die Bundesnetzagentur, die nach den Absätzen 1 und 2 ermittelten Daten zu statistischen Zwecken und zur Erstellung der Erfahrungsberichte zu nutzen. Dies umfasst auch die Weitergabe von Daten an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie die Veröffentlichung der Daten in anonymisierter Form. Die Daten können vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie auch Dritten zur Erfüllung statistischer Zwecke zur Verfügung gestellt werden.

Zu § 52 (Information der Öffentlichkeit)

Die Vorschrift entspricht § 15 Abs. 2 EEG 2004. Absatz 1 enthält den Satz 1 und Absatz 2 den Satz 2 der bisherigen Regelung.

Zu Absatz 1

Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen werden nach Nummer 1 verpflichtet, die Angaben nach den §§ 45 bis 49 unverzüglich nach ihrer Übermittlung auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Nummer 2 verpflichtet sie, einen Bericht über die Ermittlung der Daten nach § 48 ebenfalls auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Die Informationen müssen jeweils bis zum Ablauf des Folgejahres vorgehalten werden. Der Bericht fasst die im Laufe des Jahres übermittelten und vorgelegten Angaben zusammen.

In Absatz 1 heißt es nunmehr „der jeweils in Ansatz zu bringenden Strombezugskosten“, statt wie in der Fassung im EEG 2004 „ihrer durchschnittlichen Strombezugskosten“. Damit wird der Änderung bei der Anzeige und Abrechnung der Differenzkosten Rechnung getragen. An die Bundesnetzagentur weiterzuleiten ist der jeweils für die eigene Differenzkostenberechnung zugrunde gelegte Wert.

Die Vorschrift greift in die Berufsfreiheit der veröffentlichungspflichtigen Unternehmen ein. Dieser Eingriff ist insbesondere für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen von einiger Bedeutung, da diese zeitnah Daten zu ihrem Stromabsatz offenlegen müssen. Aus diesen Daten können zwar nicht die Umsätze in Euro, wohl aber in Waren abgelesen werden; daneben lassen sich aus der Entwicklung über die Zeit in einem gewissen Maße Marktstrategien und Kundenzahlenentwicklungen ablesen. Damit müssen Betriebsgeheimnisse offengelegt werden. Der Eingriff ist durch die Reduzierung der Auskunftspflicht der Elektrizitätsversor-

gungsunternehmen, die nicht mehr die Stromabnahme, sondern lediglich den Absatz angeben müssen, entschärft worden.

Allerdings ist dieser Eingriff gerechtfertigt.

Nimmt man alle Informationen zusammen, die durch die Veröffentlichungspflichten entstehen, kann eine sachkundige Person den Wälzungsmechanismus für Strom nachvollziehen und überprüfen, ob dieser korrekt abgelaufen ist. Eine wirkliche Missbrauchskontrolle eröffnet dies nur teilweise, da die Entgeltwälzung wegen des Fehlens öffentlich zugänglicher Informationen nicht überprüft werden kann. Immerhin kann aber der Letztverbraucher, der letztlich die Kosten für den nach dem EEG vergüteten Strom zu tragen hat, die Stromwälzung überprüfen. Insofern liegt ein legitimer Grund für den Eingriff vor.

Trotz der Überprüfung durch die Bundesnetzagentur ist auch die Erforderlichkeit der Regelung gegeben. Die Netzagentur überprüft laut diesem Gesetz nur, ob die Daten veröffentlicht und vorgelegt werden. Insofern ist eine umfassende Überprüfung der Richtigkeit der Daten nicht gegeben. Eine Erweiterung der Prüfkompetenzen der Bundesnetzagentur wäre ebenfalls ein weniger schwerwiegender Eingriff, allerdings würde eine umfassende Überprüfung der Wälzung von Strommengen erhebliche Ressourcen erfordern. Hierzu ist der Staat nicht verpflichtet.

Daneben wäre es ein weniger schwerwiegender Eingriff, eine Überprüfung nur durch Institutionen wie z. B. Verbraucherschutzverbände zuzulassen, da damit die Daten nicht Mitbewerbern oder Akteuren am Aktienmarkt bekannt würden. Allerdings wäre eine solche Maßnahme nicht im selben Maße effektiv, da aufgrund der hohen Belastung der Verbraucherverbände eine regelmäßige Überprüfung nicht zu erwarten ist.

Auch gibt es ein legitimes Interesse der Verbraucher, die letztlich die Kosten des EEG und des Wälzungsmechanismus tragen, diesen auch nachvollziehen zu können. Das Interesse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Daten über Abnahme und Absatz von Strom, die nur indirekt über ihre Geschäftsstrategien und ihre Rentabilität oder ähnliche für ihre Wettbewerbsfähigkeit relevanten Daten Auskunft geben, muss hinter diesem Interesse der Verbraucher an der Transparenz der EEG-Kosten zurückstehen.

Für die Netzbetreiber bedeutet die Regelung nur einen geringen Mehraufwand, da sie ohnehin zur Ermittlung der auszugleichenden Strom- und Vergütungsmengen die Daten erfassen und so aufbereiten müssen, dass diese veröffentlichungsfähig sind. Die Veröffentlichungspflicht führt jedoch zu einer erheblichen Steigerung der Transparenz des Systems der Strom- und Kostenwälzung. Die Verpflichtung steht im Interesse aller Beteiligten, da so unberechtigten Vorwürfen hinsichtlich Missbrauchs und überhöhter Zahlungen auf allen Ebenen des Gesetzes entgegnet werden kann. Auch handelt es sich bei den von den Netzbetreibern zu veröffentlichenden Daten nicht um besonders sensible Daten, die eines besonderen Schutzes bedürfen.

Letztlich überwiegt deshalb das Interesse der Letztverbraucher an Transparenz gegenüber den Geheimhaltungsinteressen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Netzbetreiber.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt den Detailliertheitsgrad der Veröffentlichungspflicht, der sich an der Nachvollziehbarkeit für einen sachkundigen Dritten orientiert.

Zu Abschnitt 2 (Differenzkosten)

Der Abschnitt über die Differenzkosten tritt an die Stelle des § 15 Abs. 1 EEG 2004. Die Neuregelung stellt das System der Ausweisung von Differenzkosten um. Die Unternehmen können Differenzkosten vorab ausweisen, müssen dann aber im Nachhinein abrechnen.

Sinn der Vorschriften ist einerseits, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu ermöglichen, im Rahmen des Wälzungsmechanismus auf sie abgewälzte Kosten an die Verbraucher weitergeben zu können, andererseits aber auch der Verbraucherschutz. Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Differenzkosten ausweisen und abrechnen, sollen nachweisen, dass Kosten in dieser Höhe tatsächlich entstanden sind. Dies schützt die Letztverbraucher vor einem Missbrauch und stellt sicher, dass die Weitergabe der Differenzkosten transparent und für den Verbraucher nachvollziehbar erfolgt.

Zu § 53 (Anzeige)

Die Vorschrift regelt das Verfahren der Anzeigen von Differenzkosten ex ante. Ermöglicht wird damit die Differenzkostenanzeige für die Zukunft.

Zu Absatz 1

Die Regelung des § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 2004 wird im Wesentlichen aufrechterhalten. Geändert wurde der Kreis der Berechtigten. Zukünftig sind nur noch Elektrizitätsversorgungsunternehmen berechtigt, Differenzkosten auszuweisen. Daneben entfällt die Notwendigkeit der Bescheinigung durch einen Wirtschaftsprüfer.

Im Übrigen müssen die Unternehmen nicht mehr zwingend ihre individuellen Strombezugskosten zugrunde legen. Es steht ihnen frei, wie sie ihre Strombezugskosten ex ante ermitteln. Begrenzt wird die Auswahl lediglich durch den Abrechnungszwang, der es sinnvoll erscheinen lässt, ein Verfahren zu wählen, dessen Ergebnisse möglichst nahe an den nach der Vorschrift zur Abrechnung zu berechnenden Stromkosten liegen.

Eine Verpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Anzeige der Differenzkosten wird durch diese Regelung jedoch nicht begründet. Vielmehr steht es jedem Unternehmen frei, die Differenzkosten gesondert auszuweisen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 stellt Anforderungen an den Inhalt der Differenzkostenanzeige. Weist ein Unternehmen ex ante Differenzkosten aus, ist an der gleichen Stelle deutlich sichtbar die dieser Berechnung zugrunde liegende Menge Stroms aus Erneuerbaren Energien in Kilowattstunden anzugeben.

Dies ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass die Berechnung der Differenzkosten ohne weitere Information nachvollziehbar und verständlich ist. Dies wird in Satz 2 noch einmal ausdrücklich gefordert. Aus diesem Grunde sind auch Strommengen, die Elektrizitätsversorgungsunter-

nehmen an Unternehmen liefern, die nach § 40 ff. begünstigt sind, bei der Berechnung der Letztkunden angezeigten Differenzkosten nicht zu berücksichtigen. Andernfalls könnten sich nämlich allein aufgrund des jeweiligen Anteils der nach § 40 ff. begünstigten Stromkunden bei den verschiedenen Energieversorgungsunternehmen rechnerisch sehr unterschiedliche durchschnittliche Differenzkosten ergeben. Die angezeigten Differenzkosten hätten in dieser Durchschnittsbetrachtung für die nicht privilegierten Letztkunden keinen Informationswert mehr.

Zu Absatz 3

Absatz 3 gibt § 15 Abs. 1 Satz 3 EEG 2004 unverändert wieder.

Zu § 54 (Abrechnung)

Die Vorschrift regelt die Abrechnung der Differenzkosten in einem Ex-post-Verfahren. Die Differenzkosten beziehen sich nach der gängigen Praxis auf die EEG-pflichtige Abgabe von Strom an Letztverbraucher. Insofern sind die Differenzkosten so zu berechnen, dass der Strom unberücksichtigt bleibt, der an Unternehmen geliefert wird, die unter die besondere Ausgleichsregelung nach § 40 ff. fallen.

Die Regelung findet dann Anwendung, wenn ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Kosten des EEG gegenüber einem Letztverbraucher getrennt ausweist oder einfordert. Eine Abrechnung im Sinne dieser Vorschrift muss stets erfolgen, wenn die Differenzkosten im Vorhinein angezeigt wurden. Die Regelung findet aber auch in dem Fall Anwendung, in dem auf die fest vereinbarte Vergütung Differenzkosten aufgeschlagen werden, deren Höhe nicht vertraglich festgeschrieben ist, sondern von den tatsächlichen Kosten abhängt. Auch diese müssen nachträglich abgerechnet werden.

Zu Absatz 1

Die Abrechnungspflicht nach Absatz 1 schreibt eine Ermittlung der individuellen Kosten eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens basierend auf seinen tatsächlichen Strombezugskosten vor. Die Abrechnung muss jeweils zum 30. November eines Jahres für das Vorjahr erfolgen. Einfacher wäre es, die Abrechnung über die Differenzkosten an die Abrechnung über die Stromkosten zu binden. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen brauchen aber für die Abrechnung nach Absatz 1 die Abrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber, die sie erst zum 30. September erhalten.

Im Übrigen muss die Abrechnung nachvollziehbar begründet werden.

Zu Absatz 2

Absatz 2 ermöglicht den Unternehmen, bei der Differenzkostenberechung nicht die individuellen Unternehmensdaten zugrunde zu legen, sondern anhand allgemeiner Preise auf dem Strommarkt abzurechnen. Dies gibt den Unternehmen eine Möglichkeit abzurechnen, ohne sensible Daten, wie die eigenen Strombezugskosten, offenzulegen. Wählt ein Unternehmen dieses Verfahren, rechnet es nicht die eigenen, sondern die nach dem Markt zu erwartenden Differenzkosten ab. Danach kann das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Differenz zwischen den nach diesem Gesetz gezahlten Vergütungen für EEG Strom und dem arithmetischen Mittelwert der Settlement-Notierungen des Produktes „future base year“ des für die Abrechnung jeweils maßgeblichen Kalenderjahres an der Strombörse European Energy Exchange AG (EEX) in Leipzig zugrunde legen. Dazu ist jeweils der Handelszeitraum zwischen dem 1. Oktober des dem betrachteten Jahr vorangegangenen Vorvorjahres und dem 30. September des Vorjahres zu betrachten.

Im Übrigen gelten die Anforderungen nach Absatz 1. Dies gilt sowohl für die Frist bis zu der die Abrechnung erfolgt sein muss als auch für die Begründungspflicht.

Zu Absatz 3

Absatz 3 stellt sicher, dass nicht nur eine Abrechnung erfolgt, sondern zu viel gezahlte Differenzkosten auch den Letztverbrauchern erstattet werden. Die Beweislast für die Richtigkeit der Abrechnung tragen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Zu Abschnitt 3 (Herkunftsnachweis und Doppelvermarktungsverbot)

Zu § 55 (Herkunftsnachweis)

Die Vorschrift entspricht § 17 des bislang geltenden Rechts und dient der Umsetzung von Artikel 5 der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, welche den Mitgliedstaaten auferlegt, den Erzeugern von Strom aus Erneuerbaren Energien die Möglichkeit zu geben, sich für den von ihnen erzeugten Strom einen Herkunftsnachweis ausstellen zu lassen. Abweichend von den Begriffsdefinitionen dieses Gesetzes muss daher hier unmittelbar auf die Begrifflichkeiten der Richtlinie 2001/77/EG Bezug genommen werden. Ferner soll die Möglichkeit, Herkunftsnachweise für Strom aus Erneuerbaren Energien durch überwachte Stellen auszustellen, dem Verbraucherschutz dienen.

Zu Absatz 1

Um einen zuverlässigen Umgang mit den Anforderungen zu gewährleisten, soll die Aufgabe der Ausstellung des Herkunftsnachweises bei Umweltgutachtern bzw. Umweltgutachterorganisationen im Sinne des Umweltauditgesetzes liegen, die von der Deutschen Akkreditierungs- und Zulassungsgesellschaft für Umweltgutachter mbH (DAU) überwacht werden.

Zu Absatz 2

Die Richtlinie 2001/77/EG macht keine detaillierten Vorgaben über die Form des Herkunftsnachweises. Um zu vermeiden, dass verschiedenartige Herkunftsnachweise gebraucht werden, deren Aussagegehalt unter Umständen wesentlich voneinander abweicht, schreibt Absatz 2 einen Mindestgehalt an differenzierten Angaben vor. Der Angabenkatalog soll sicherstellen, dass die Abnehmer des Stroms alle nötigen Angaben erhalten, um das Stromangebot selbst beurteilen zu können. Dazu gehört auch das Wissen darüber, ob und inwieweit der Strom (nur) anteilig aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wurde (siehe Nummer 1).

Zu Absatz 3

Absatz 3 soll die missbräuchliche Verwendung des Herkunftsnachweises verhindern.

Zu Absatz 4

Nach Absatz 4 gelten Herkunftsnachweise über Strom aus Erneuerbaren Energien aus Anlagen in anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaft, die gemäß Artikel 5 Abs. 2 der Richtlinie 2001/77/EG ausgestellt worden sind, als Nachweis der in Artikel 5 Abs. 3 der Richtlinie genannten Punkte.

Zu § 56 (Doppelvermarktungsverbot)

Die Vorschrift entspricht § 18 der bislang geltenden Fassung und soll verhindern, dass die positiven Umwelteigenschaften des Stroms aus Erneuerbaren Energien und Grubengas, insbesondere die Tatsache, dass kein zusätzliches Kohlendioxid entsteht, mehrfach entlohnt werden. Zu diesem Zweck wird in Absatz 1 verboten, dass der Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas mehrfach vermarktet wird. In Absatz 2 wird das Verbot auf entsprechende Nachweise ausgeweitet. Auch das in ein Gasnetz eingespeiste Deponie- und Klärgas oder Gas aus Biomasse fällt unter dieses Verbot. Absatz 3 regelt die Abgrenzung zu bestehenden Projekttätigkeiten nach dem Projekt-Mechanismen-Gesetz (ProMechG).

Zu Absatz 1

Absatz 1 stellt klar, dass eine mehrfache Vermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien und Grubengas sowie des in ein Gasnetz eingespeisten Deponie- und Klärgases oder des Gases aus Biomasse nicht zulässig ist. Dies dient dem Schutz der Stromabnehmer, die entweder freiwillig einen höheren Preis im Rahmen einer gesonderten Vermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien und Grubengas bezahlen oder infolge einer Weitergabe der EEG-Vergütung durch die Netzbetreiber einen anteiligen Beitrag zur Finanzierung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Grubengas leisten.

Eine mehrfache Vermarktung desselben Stroms widerspricht dem Grundgedanken des Gesetzes. Die Vergütungssätze sollen Wettbewerbsverzerrungen gegenüber konventionell erzeugtem Strom ausgleichen und den Marktzutritt von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas ermöglichen. Die Höhe der gesetzlichen Vergütung ist so gewählt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb grundsätzlich möglich ist. Soweit Anlagenbetreiber die Vergütungen nach diesem Gesetz in Anspruch nehmen, überwiegt das Interesse der Stromverbraucher an einer auf das notwendige Maß begrenzten finanziellen Inanspruchnahme. Das Interesse der Anlagenbetreiber an einer Gewinnerhöhung durch gleichzeitige Inanspruchnahme zusätzlicher Einkommensquellen muss dahinter grundsätzlich zurückstehen. Es ist nicht Ziel des EEG, die Gewinne der Anlagenbetreiber zu erhöhen, sondern den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu fördern. Weiterhin möglich bleibt allerdings die Förderung der Errichtung und des Betriebs von Anlagen durch so genannte Spenden- oder Bonusmodelle im Ökostromhandel.

Das Doppelvermarktungsverbot ist auch für diejenigen Anlagenbetreiber gerechtfertigt, deren Strom nicht nach diesem Gesetz vergütet wird. Auch sie können den Strom sowie die ökologischen Vorteile der Gewinnung nur einmal nutzen. Eine mehrfache Nutzung wäre eine Täuschung der Verbraucher, wenn sie etwa für die vermeintliche Lieferung von Ökostrom einen erhöhten Preis zahlen müssten.

Auch die Einbeziehung des in ein Gasnetz eingespeisten Biogases ist gerechtfertigt, da ein Netzbetreiber möglicherweise nicht nachvollziehen kann, ob das Gas nicht auch an einen weiteren Anlagenbetreiber vermarktet wurde. Eine solche Handlung würde sowohl die Anlagenbetreiber, die gegebenenfalls ihren Vergütungsanspruch verlieren könnten, als auch die betroffenen Netzbetreiber schädigen, da diese dann, ohne dazu verpflichtet zu sein, überhöhte Vergütung gezahlt hätten.

Schließlich gehören die neu in das EEG aufgenommen Veräußerungsverbote für EEG Strom hierher. Der durch einen Anlagenbetreiber einzuspeisende Strom darf nicht anderweitig verkauft werden, sondern muss im Wälzungsmechanismus verbleiben, um die Vergemeinschaftung von Risiken und die Privatisierung von möglichen Gewinnen zu vermeiden.

Zu Absatz 2

Die Regelung des Absatzes 2 soll ebenfalls dem Missbrauch vorbeugen. Deshalb wird es den Anlagenbetreibern untersagt, jede Art von Nachweisen, die sie für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas erhalten (einschließlich so genannter Grünstrom-Zertifikate), weiterzugeben. Dieses Verbot betrifft sowohl nach Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommene Anlagen also auch Bestandsanlagen, die nach dem EEG 2000 oder EEG 2004 Vergütung beanspruchen. Der Begriff der Weitergabe ist dabei weit auszulegen. Darunter ist jede Handlung zu verstehen, die eine andere Person berechtigen soll, den Nachweis zu anderen als internen Prüfzwecken zu verwenden. Falls ein Anlagenbetreiber einen Nachweis dennoch weitergibt, verliert er für den Zeitraum, für den der Nachweis ausgestellt ist, den Anspruch auf die Vergütung nach diesem Gesetz oder für Bestandanlagen anzuwendenden vorherigen Fassungen des EEG. Es steht dem Anlagenbetreiber somit frei, auf die garantierte Einspeisevergütung zu verzichten und den betreffenden Nachweis – und damit indirekt seinen Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas – auf andere Art wirtschaftlich zu nutzen.

Zu Absatz 3

Ergänzend zur Änderung von § 5 ProMechG (vgl. Artikel 2 Nr. 3 Buchstabe b) sichert Absatz 3 die Abgrenzung der Anwendungsbereiche von EEG und ProMechG. Durch die Änderung von § 5 ProMechG (Artikel 2 Nr. 3 Buchstabe b) ist eine Zustimmung zu Projekttätigkeiten ausgeschlossen, die bereits im Zeitpunkt der Antragstellung eine Vergütung des Stroms nach EEG erhalten können. Nicht erfasst von dieser Regelung sind diejenigen Fälle, bei denen eine Anlage im Zeitpunkt der Zustimmung nach § 5 ProMechG die Voraussetzungen für einen Vergütungsanspruch nach § 16 EEG noch nicht erfüllte, insbesondere wegen des zumindest teilweisen Einsatzes fossiler Brennstoffe, dafür aber zu einem späteren Zeitpunkt den Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien erzeugt. In diesem Fall wären EEG und ProMechG nachträglich parallel anwendbar. Absatz 3

verhindert diese mögliche Parallelität, indem die Vergütung nach EEG für den Zeitraum ausgeschlossen ist, in dem auf der Grundlage der Zustimmung für die Projekttätigkeit noch Emissionsreduktionseinheiten erzeugt werden können. In diesen Fällen beginnt die Vergütung nach EEG, sobald die bewilligte Laufzeit der Projekttätigkeit endet oder der Projektträger vor dem Ende der Laufzeit auf die Rechte aus der Zustimmung zur Projekttätigkeit verzichtet.

Zu Teil 6 (Rechtsschutz und behördliches Verfahren)

Zu § 57 (Clearingstelle)

Die Bestimmung greift die bislang in § 19 enthaltene Regelung auf.

Zu § 58 (Verbraucherschutz)

Die Vorschrift dient der Verhinderung von Absprachen zwischen Teilnehmern des Wälzungsmechanismus zu Lasten der Verbraucher. Letztlich ermöglicht der Wälzungsmechanismus ein Abwälzen von Kosten auf die Allgemeinheit, ohne dass sichergestellt wird, dass der Wälzungsmechanismus nur zu gesetzeskonformen Verhalten genutzt wird. In den letzten Jahren hat es eine Vielzahl von Missbrauchsfällen gegeben, die letztlich zu einem höheren Strompreis für die Letztverbraucher führen. Insofern soll durch die Einfügung dieser Vorschrift einem solchen Missbrauch vorgebeugt werden, um die Interessen der Letztverbraucher an einer preisgünstigen und umweltfreundlichen Stromversorgung zu schützen.

Die Vorschrift soll es insbesondere Verbraucherschutzverbänden ermöglichen, den Ursachen ungerechtfertigter Belastungen entgegenzutreten. Neben diesen können aber auch Mitbewerber klagen und Verbände zur Förderung gewerblicher oder beruflicher Interessen sowie die Industrie-, Handels- und Handwerkskammern klagen, soweit die Interessen ihrer Mitglieder berührt sind. Angesichts der Tatsache, dass auch Industrie, Gewerbe und Handel zum Teil große Stromverbraucher sind, erscheint dies sinnvoll.

Zu § 59 (Einstweiliger Rechtsschutz)

Die Vorschrift entspricht im Wesentlichen § 12 Abs. 5 der bislang geltenden Regelung des EEG 2004.

Die Vorschrift ermöglicht es einem Anlagenbetreiber, eine einstweilige Verfügung auf Anschluss, Abnahme und Vergütung zu erwirken, ohne darlegen zu müssen, dass die Verwirklichung seines Rechts vereitelt oder wesentlich erschwert werden könnte oder zur Abwendung wesentlicher Nachteile oder zur Verhinderung einer drohenden Gefahr oder aus anderen Gründen nötig erscheint.

Die Notwendigkeit dieser Vorschrift ergibt sich aus der bisherigen überwiegenden Spruchpraxis der Zivilgerichte, die diese Voraussetzungen oftmals mit der Begründung eines späteren Schadensersatzanspruchs verneint haben. Somit war es den Anlagenbetreibern in der Regel unmöglich, ihre Rechte im Wege des vorläufigen Rechtsschutzes durchzusetzen, was in vielen Fällen dazu geführt hat, dass von den Vorhaben Abstand genommen wurde. Dieses Hindernis für den Ausbau der Erneuerbaren Energien wird durch die Regelung beseitigt, ohne aber in die Rechte der Netzbetreiber einzugreifen, da die Regelung keine Erleichterungen hinsichtlich der Darlegung des Anordnungsanspruchs trifft und ein ausreichender finanzieller Schutz über mögliche Schadenersatzansprüche besteht.

Neu eingefügt wird mit der Neufassung die Regelung, wonach das zuständige Gericht bereits vor Genehmigung oder Errichtung der Anlage eine einstweilige Verfügung erlassen kann. Hintergrund für diese Erweiterung ist die Entscheidungspraxis der Gerichte, nach der teilweise angenommen wurde, eine Anlage müsse bereits genehmigt und/oder errichtet sein, um in den Anwendungsbereich des § 12 Abs. 5 EEG 2004 zu fallen. In diesem Fall würde die Regelung im Ergebnis allerdings leerlaufen. Daher wird klarstellend geregelt, dass bereits vor Genehmigung oder Errichtung der Anlage einem Antrag auf einstweiligen Rechtsschutz stattgegeben werden kann.

Zu § 60 (Nutzung von Seewasserstraßen)

Die Regelung stellt sicher, dass Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, das Küstenmeer unentgeltlich nutzen können. Die Freistellung gilt solange die Anlage einen Vergütungsanspruch nach dem EEG geltend macht. Damit soll ein Hemmnis für den Bau von Anlagen insbesondere für Offshore-Anlagen abgebaut werden.

Zu § 61 (Aufgaben der Bundesnetzagentur)

Die Regelung entspricht im Wesentlichen der Vorschrift des § 19a EEG 2004. Neu eingefügt wurde jedoch die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur zur Unterstützung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit bei der Evaluierung des EEG. Die Regelung kann Mehrausgaben durch die Ausweitung der behördlichen Tätigkeit beim Bund verursachen. Sie ergeben sich u. a. aus der neuen Verpflichtung der Anlagenbetreiber, bei Wahl der Eigenvermarktung Daten direkt an die Bundesnetzagentur zu melden. Der konkrete Mehrbedarf ergibt sich in Abhängigkeit der Ausgestaltung der vorgesehenen Verordnungen. Über etwaige Mehrausgaben wird im Rahmen der Verhandlungen über den Haushalt 2009 entschieden. Dabei werden die Ergebnisse aus der zurzeit laufenden Personalbedarfsermittlung für den gesamten Energiebereich der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen sein.

Zu Absatz 1

Absatz 1 weist der Bundesnetzagentur die Aufgabe zu, die Einhaltung der den Netzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie deren Zusammenschlüssen obliegenden Verpflichtungen nach den §§ 35 und 51 bis 54 zu überwachen. Der bundesweite Ausgleichsmechanismus, beginnend bei dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, über die Übertragungsnetzbetreiber und die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, gegen die Vergütungsansprüche und Stromabnahmeansprüche geltend gemacht werden, bis zum Letztverbraucher, dem infolge des bundesweiten Ausgleichs Differenzkosten in Rechnung gestellt werden, fällt unter diese Überwachungspflicht. Schließlich bezieht sich die Überwachung auch auf die Vorlage- und Veröffentlichungspflichten.

Bezüglich des Bereichs der Überwachung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus ist Folgendes anzumerken: Nicht von der Aufgabenzuweisung umfasst ist die Frage der Berechtigung des von dem Anlagenbetreiber geltend gemach-

ten Vergütungsanspruchs. Hierfür sind die zivilrechtlichen und zivilprozessualen Möglichkeiten ausreichend. Die Überwachung der jeweils beanspruchten Vergütungs- und Geldströme erfolgt durch einen Datenbankabgleich auf der Grundlage der automatisiert gemachten Angaben. Es müssen jeweils die mitgeteilten Ansprüche und die Summe der gezahlten Vergütungen bzw. Differenzkosten der Höhe nach abgeglichen werden. Die Datenbanksoftware soll so gestaltet werden, dass Abweichungen automatisch angezeigt werden. Nur im Fall von Abweichungen besteht Anlass, die zur Verfügung stehenden Kompetenzen zur Sachverhaltsaufklärung und ggf. zur Durchsetzung eines rechtmäßigen Handelns einzusetzen. Die Überwachung des § 35 im Hinblick auf die recht- und zweckmäßige Erstellung des Profils und den dafür notwendigen Verkauf von Strommengen bzw. die Beschaffung von Ausgleichsenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt bereits aufgrund geltenden Rechts durch die Bundesnetzagentur, da die bei der Erstellung des Profils erzielten Erlöse und verausgabten Kosten in die Berechnung der Netzentgelte einfließen.

Satz 2 schreibt die Aufgabe der Bundesnetzagentur im Bereich der Evaluierung des EEG fest. Damit wird den erweiterten Befugnissen auch eine erweiterte Aufgabenzuweisung gegenübergestellt. Die Unterstützung bei der Evaluierung des EEG gilt fortlaufend sowohl im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts als auch bei der Erfüllung weiterer nationaler und internationaler Berichtspflichten. Hierzu zählen z. B. Berichtspflichten an die IEA nach der Richtlinie 2001/77/EG sowie weitere Informationspflichten, die sich aus der Umsetzung der Beschlüsse des Europäischen Rates vom März 2007 ergeben werden.

Zu Absatz 2

Die Befugnisse der Bundesnetzagentur und das Verfahren richten sich nach den entsprechenden Vorschriften des 8. Teils des Energiewirtschaftsgesetzes. Einzelne gesondert genannte Vorschriften finden ausdrücklich keine Anwendung.

Zu Absatz 3

Die Entscheidungen der Bundesnetzagentur werden gemäß den Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes durch Beschlusskammern getroffen. Die genannten Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes finden entsprechende Anwendung.

Zu Absatz 4

Nach Absatz 4 kann die Bundesnetzagentur für ihre Tätigkeiten Kosten erheben.

Zu § 62 (Bußgeldvorschriften)

Die Verhängung von Bußgeld war in § 19b des EEG 2004 geregelt. Die Bußgeldtatbestände wurden erweitert und die Obergrenze für die Geldbuße angepasst.

Zu Absatz 1

Die Bußgeldregel ergänzt die vorgesehenen Möglichkeiten der Bundesnetzagentur nach § 61 um die Möglichkeit der bußgeldbewehrten Sanktion. Die Bußgeldvorschrift ermöglicht die Sanktionierung von bestimmten Verpflichtungen nach dem EEG und Verstößen gegen vollziehbare Anordnungen entsprechend § 61 und stellt damit einen wichtigen Baustein zur Durchsetzung der gesetzlichen Ziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes dar.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt die Höhe der Bußgelder.

Zu Absatz 3

Absatz 3 bestimmt, dass die Bundesnetzagentur die zuständige Behörde ist.

Zu § 63 (Fachaufsicht)

Die Fachaufsicht über Bundesbehörden wird nach Satz 1 durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ausgeübt, soweit diese Aufgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vollziehen. Nach Satz 2 gilt dies nicht für die Bundesnetzagentur, die der Fachaufsicht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie unterliegt.

Zu Teil 7 (Verordnungsermächtigung, Erfahrungsbericht, Übergangsbestimmungen)

Zu § 64 (Verordnungsermächtigung)

Die Norm ist die zentrale Ermächtigungsgrundlage für Verordnungen auf der Grundlage des EEG. Sie fasst die bislang verstreut über das EEG vorhandenen Ermächtigungsgrundlagen zusammen und ergänzt sie entsprechend den entstandenen Bedürfnissen der Praxis. Die Vorschrift sieht vor, dass die Rechtsverordnungen ohne Zustimmung des Bundesrates erlassen werden können. Hier handelt es sich um eine rein deklaratorische Regelung.

Zu Absatz 1

Die Verordnungen nach Absatz 1 ergehen als Regierungsverordnungen.

Nummer 1 ermächtigt zum Erlass einer Verordnung, die Anforderungen an Windenergieanlagen zur Verbesserung der Netzintegration und zur Befeuerung bestimmt. Zudem kann ein Betrag festgelegt werden, um den sich die Anfangsvergütung für Strom aus Windenergieanlagen nach § 29 Abs. 2 Satz 1 erhöht, die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen worden sind, wenn sie ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme diese Anforderungen erfüllen.

Nummer 2 ermächtigt zum Erlass einer Verordnung, die regelt, welche Stoffe im Anwendungsbereich des § 27 als Biomasse gelten, welche Anforderungen bei ihrer Erzeugung zu beachten sind, welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung angewandt werden dürfen und welche Umweltanforderungen dabei einzuhalten sind. Diese Ermächtigung entspricht damit inhaltlich § 8 Abs. 7 EEG 2004.

Nummer 3 ermächtigt dazu, abweichend von Anlage 1, Verfahren oder Techniken zu bestimmen, für die Anspruch auf den Technologiebonus besteht oder nicht mehr besteht, um sicherzustellen, dass nur nach dem neuesten Stand der Technik innovative Technologien den Bonus erhalten. Geregelt werden können auch die technischen und rechtlichen Bedingungen für die Nutzung des Gasnetzes und der Anerken-

nung von aus dem Gasnetz entnommenem Gas als Deponie-, Klär- und Biogas.

Nummer 4 ermächtigt dazu, ergänzend zu den Anlagen 3 und 4 zugelassene oder nicht zugelassene Wärmenutzungen zu bestimmen.

Nummer 5 ermächtigt dazu, ergänzend zu der Definition in Anlage 5 Vorschriften zur Ermittlung und Anwendung des Referenzertrages zu erlassen.

Nummer 6 ermöglicht die Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichs mit dem Ziel einer stärkeren Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas. Nach Buchstabe a können die Veräußerung des Stroms ganz oder teilweise durch die Übertragungsnetzbetreiber, die Anlagenbetreiber oder geeignete Dritte, auch in Kombination mit einem festen Anteil, der von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Profil abzunehmen ist, sowie die hierfür erforderlichen Modalitäten, insbesondere die organisatorische und zeitliche Abwicklung des Ausgleichs, geregelt werden. Buchstabe b ermächtigt dazu, Anlagenbetreibern das Recht zu geben, im Fall der Eigenvermarktung des Stroms einen finanziellen Anreiz in Anspruch zu nehmen. Auch die Art und Höhe des Anreizes und die Anspruchsvoraussetzungen können in der Verordnung geregelt werden. Eine wesentliche langfristige Zielsetzung des EEG ist, dass die technologisch ausgereiften Erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger vollständiger Internalisierung der externen Kosten konventioneller Energieträger und einer erfolgreichen Liberalisierung der Strommärkte selbständig auf den Märkten bestehen können. Neben der Degression der Stromerzeugungskosten setzt dies auch voraus, dass die EEG-Stromerzeuger über das notwendige Wissen und die Partner verfügen, um unter den komplexen Abläufen des Strommarktes agieren zu können. Eine zentrale politische Zielsetzung des EEG ist die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien im Stromsektor auf mehr als 25 Prozent im Jahr 2020. Ein derart hoher Anteil von EEG-Strom hat erhebliche Rückwirkungen auf den Betrieb des Stromsystems und die Marksituation. Die Ausschöpfung der Verordnungsermächtigung für einen optional gleitenden Anreiz eröffnet den Erneuerbaren Energien die Möglichkeit, bei begrenzten Risiken und Chancen Erfahrung auf den Strommärkten zu sammeln, und bietet die Voraussetzung für neuartige Akteurswechselbeziehungen, z. B. zwischen Erneuerbare-Energie-Erzeugern, Händlern, Lastmanagementanbietern etc. Es ist zu erwarten, dass über Preissignale der Strommärkte kostengünstige Optionen für die Systemintegration aktiviert werden können.

Nummer 7 ermächtigt dazu, ergänzend zu den §§ 45 bis 56 Anforderungen an die Art und Aufbereitung der zu liefernden Daten zu stellen, soweit dies erforderlich ist, um den bundesweiten Ausgleich nachvollziehbar zu machen.

Nummer 8 ermächtigt dazu, technische Anforderungen an Anlagen zu stellen, um die technische Sicherheit und die Systemstabilität zu gewährleisten.

Zu Absatz 2

Absatz 2 ermächtigt das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz zum Erlass von Rechtsverordnungen im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse.

Nummer 1 ermächtigt zum Erlass einer Verordnung, die Anforderungen an eine nachhaltige Erzeugung der Biomasse regelt.

Nummer 2 ermächtigt dazu, ergänzend zu Anlage 2 Stoffe zu bestimmen, die als nachwachsende Rohstoffe gelten oder nicht als solche gelten, insbesondere um Zweifelsfälle auszuräumen. Daneben können auch rein pflanzliche Nebenprodukte einschließlich ihrer Standard-Biogaserträge festgelegt werden.

Zu § 65 (Erfahrungsbericht)

Die Regelung dient dazu, die Wirksamkeit des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu überprüfen. Hierzu sind insbesondere der Grad der Marktdurchdringung und die technologische Entwicklung bei Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zu beobachten und gegebenenfalls Hinweise auf die Notwendigkeit zur Anpassung der Höhe der Vergütungssätze einschließlich der Degression für Neuanlagen zu ermitteln. Daneben soll der Erfahrungsbericht die Entwicklung der Stromgestehungskosten und von Speichertechnologien, die ökologische Bewertung der von der Nutzung Erneuerbarer Energien ausgehenden Auswirkungen auf Natur und Landschaft sowie die unentgeltliche Nutzung öffentlicher Gewässer durch Windenergieanlagen nach dem Bundeswasserstraßengesetz zum Gegenstand haben. Im Rahmen des Erfahrungsberichtes soll auch über die Tätigkeit von Bundesnetzagentur und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle unterrichtet werden. Neben der alle vier Jahre erfolgenden Überprüfung dieses Gesetzes durch den Erfahrungsbericht erlaubt die Vorschrift eine fortlaufende Evaluierung, die aus gegebenem Anlass jederzeit oder in einem laufenden Prozess erfolgen kann.

Zu § 66 (Übergangsbestimmungen)

Übergangsvorschriften verdrängen, soweit sie bestehen, entsprechende Regelungen dieses Gesetzes.

Zu Absatz 1

Die Vorschrift nimmt den Großteil der Vergütungsvorschriften sowie einige andere Regelungen von einer Geltung für Anlagen aus, die bereits vor Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen waren. Bei diesen bestehenden Anlagen bedarf es regelmäßig keiner zusätzlichen finanziellen Anreize, um diese Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können. Andererseits muss auch das geschützte Vertrauen der Investoren berücksichtigt werden. In Absatz 1 nicht ausdrücklich genannte Regelungen finden auch auf bereits bestehende Anlagen Anwendung. Insoweit besteht für eine Fortgeltung der bisherigen Regelungen keine Veranlassung. Die Anwendung unterschiedlicher Bestimmungen würde die Gefahr von Rechtsunsicherheiten und Unstimmigkeiten mit sich bringen.

Der Katalog des Absatzes 1 legt Ausnahmen von der Geltung des neuen Rechts für Altanlagen fest.

Nummer 1 der Vorschrift soll sicherstellen, dass Altanlagen mit einer Leistung über der Bagatellgrenze mit den in § 6

Nr. 1 genannten technischen Einrichtungen bis zum 31. Dezember 2010 ausgestattet bzw. nachgerüstet werden.

Nummer 2 enthält eine Übergangsregelung für Biomasseanlagen, die vor dem Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb gegangen sind. Für diese Anlagen gilt neben § 27 Abs. 1 Nr. 1 auch Anlage 2 zum Nawaro-Bonus. Nicht für Altanlagen gelten jedoch die Nummern I.2 und IV.8 der Anlage 2. Dies betrifft neben der Beschränkung des Nawaro-Bonus für flüssige Biomasse auf Anlagen mit einer Leistung bis 150 Kilowatt auch den Einsatz von Schlempe, die auch weiterhin von Altanlagen mit Anspruch auf den Nawaro-Bonus genutzt werden kann. Dies betrifft jedoch nur Schlempe aus einer landwirtschaftlichen Brennerei im Sinne des § 25 des Gesetzes über das Branntweinmonopol in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 612-7, veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch Artikel 120 der Verordnung vom 31. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2407) handelt, für die keine andere Verwertungspflicht nach § 25 Abs. 2 Nr. 3 oder Abs. 3 Nr. 3 des Gesetzes über das Branntweinmonopol besteht. Die Geltung der Anlage 2 hat zur Folge, dass neben der Erhöhung des Nawaro-Bonus auch die Zulässigkeit des Einsatzes von bestimmten pflanzlichen Nebenprodukten auf Altanlagen Anwendung findet.

Nummer 3 bestimmt für Biomasseanlagen, die vor Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen wurden und nach Inkrafttreten dieser Gesetzesfassung erstmals in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 3 betrieben werden, einen Anspruch auf den KWK-Bonus in Höhe von 3,0 Cent pro Kilowattstunde. Mit dieser Regelung soll eine stärkere, sinnvolle Wärmenutzung auch bei Altanlagen gefördert werden.

Nummer 4 lockert im Rahmen der Stromerzeugung aus Biomasse auch für Altanlagen das Ausschließlichkeitsprinzip dahingehend, dass auch Altanlagen neben Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung sonstige Biomasse einsetzen können, ohne den Anspruch auf Vergütung zu verlieren. Sonstige Biomasse umfasst Stoffe, die zwar Biomasse im Sinne der Biomasse-Definition der Richtlinie 2001/77/EG sind, nicht aber unter die Biomasseverordnung fallen, wie beispielsweise Klärschlamm. Solche Kombinationen können die energetische Effizienz der Anlage erhöhen und zu einer gleichmäßigeren oder regelbaren Produktion von Strom beitragen. Die Anlagenbetreibenden müssen jedoch in diesem Fall durch ein Einsatzstoff-Tagebuch nachweisen, welche Stoffe eingesetzt wurden. Dabei ist auch der untere Heizwert der eingesetzten Stoffe anzugeben und auf dessen Grundlage der Anteil des Stroms zu ermitteln, der aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung erzeugt wurde. Nur diese Strommenge kann nach den Vergütungsvorschriften für Biomasse vergütet werden.

Nummer 5 enthält eine Sonderregelung für Altanlagen mit einer installierten Leistung über 20 Megawatt, die Schwarzlauge einsetzen und bestimmten Mindestanforderungen genügen.

Diese Anlagen waren aus ökologischen und ökonomischen Gründen bislang nicht vom EEG erfasst. Denn Anlagen über 20 Megawatt haben einerseits einen immensen Rohstoffbedarf, der nur mit ökologisch problematischen Transporten aus großer Entfernung gedeckt werden kann. Zum anderen hat die Nachfrage, die von großen Anlagen induziert wird, auf dem knappen Markt für Biomasse erhebliche Auswirkungen auf die Nachfrageströme und die Preise, die auch bestehende Anlagen der energetischen und stofflichen Verwertungen stark tangieren.

Bei Zellstoffanlagen, die Schwarzlauge energetisch verwerten, sind diese negativen Auswirkungen nicht zu erwarten, denn diese Anlagen induzieren keine zusätzliche Nachfrage nach Biomasse. Schwarzlauge fällt in dem Maße an, wie Zellstoff erzeugt wird.

Vor diesem Hintergrund ist eine Sonderregelung für bestehende Anlagen grundsätzlich verfassungsrechtlich problematisch. Denn die Vergütung muss über den bundesweiten Ausgleich im Ergebnis von den Stromvertriebsunternehmen aufgebracht werden. Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung des Stroms ist ein Eingriff in deren Grundrecht auf wirtschaftliche Betätigungsfreiheit (Artikel 12 GG), der erforderlich und im engeren Sinne verhältnismäßig sein muss. Einerseits wird aber die Schwarzlauge als Abfallprodukt der Zellstoffproduktion in bestehenden Anlagen ohnehin energetisch verwertet. Die Vergütung nach EEG führt also zu keiner zusätzlichen Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Andererseits müssen für jede einzelne Anlage schon dafür erhebliche Vergütungssummen aufgebracht werden, um andere Vorteile, auf die die Anlagen bei der Aufnahme in das EEG verzichten müssen (e. g. Vermarktung des Stroms über die Börse, Emissionsrechte, Vermarktung des „grünen Anteils“ über den Ökostrommarkt) auszugleichen.

Daher kann die Aufnahme in das EEG nur unter engen und strengen Voraussetzungen erfolgen, die den Fortbestand bestehender Zellstoffwerke sichert, bloße Mitnahmeeffekte so weit wie möglich ausschließt und keine Anreize für neue große Biomasseverwertungsanlagen setzt. Die Regelung des Satzes 1 stellt daher eine Reihe von Mindestanforderungen auf:

Buchstabe a verlangt einen Anteil von 90 Prozent (bezogen auf den unteren Heizwert) an Schwarzlauge, um die Regelung tatsächlich auf die Zellstoffindustrie zu begrenzen und so ökonomisch zu rechtfertigen.

Buchstabe b begrenzt den sachlichen Anwendungsbereich auf hocheffiziente KWK-Anlagen. Andernfalls wäre die Einbeziehung großer Anlagen insbesondere angesichts des ökologischen „Transportrucksacks“ und der Nutzungskonkurrenz ökologisch nicht zu rechtfertigen.

Buchstabe c verlangt 5 000 Volllastbenutzungsstunden im Jahr und dient ebenso dazu, die ökologische Effizienz sicherzustellen. Dabei wird über den Verweis auf § 3 Abs. 4 KWKG an die Definition im KWK-Gesetz angeknüpft. Erforderlich ist also, dass aus einem KWK-Prozess Nutzwärme ausgekoppelt wird, die außerhalb der KWK-Anlage für Raumheizung, Warmwasserbereitung, Kälteerzeugung oder Prozesswärme verwendet wird und auch die übrigen Voraussetzungen des § 3 KWKG erfüllt werden.

Buchstabe d begrenzt den zeitlichen Anwendungsbereich auf Anlagen, die vor dem 1. August 2004 in Betrieb gegangen sind. Alle anderen Anlagen konnten nach dem Inkrafttreten des EEG nicht auf den Fortbestand der Marktsituation für Biomasse vertrauen. Denn das EEG 2004 sah zahlreiche Verbesserungen für die Stromerzeugung aus Biomasse vor (etwa einen Bonus für nachwachsende Rohstoffe und einen

KWK-Bonus), die bei einem knappen Markt zwangsläufig Auswirkungen auf die Stoffströme hatten.

Auf der Rechtsfolgenseite begrenzt das Gesetz den Vergütungsanspruch im Wesentlichen auf den Strom, der in das Netz eingespeist wird. Für den für die Produktion des Zellstoffs benötigten Anteil ist die Vergütung ausgeschlossen. Der Netzbetreiber kann für die Ermittlung dieses Anteils die Differenz zwischen dem an dem betreffenden Zellstoffstandort ein- und dem ausgespeisten Strom bilden. Hintergrund der Beschränkung ist die Grundrechtsrelevanz der Vergütungsregelung angesichts der ökologischen und ökonomischen Folgewirkungen. Im Übrigen gelten über die Verweisungskette in § 66 Abs. 1 die Regelungen des EEG 2004 (dort insbesondere §§ 8 und 21), soweit § 66 selbst keine abweichende Regelung trifft. Die Vergütung des Anteils bis 20 Megawatt bestimmt sich – je nach Inbetriebnahmejahr – damit nach § 8 EEG 2004 bzw. nach § 5 EEG 2000. Auch im Übrigen gelten aus Gründen der gebotenen Gleichbehandlung die nach § 66 anwendbaren Vorschriften.

Satz 2 stellt deklaratorisch klar, dass eine Zuteilung von Berechtigungen nach dem Treibhausgasemissionshandelsgesetz ausgeschlossen ist. Nach Satz 3 ist ein Widerruf möglich.

Die Sätze 4 und 5 regeln den Nachweis der Voraussetzungen des Satzes 1.

Nach Nummer 6 erhalten Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor Inkrafttreten dieser Gesetzesfassung in Betrieb genommen wurden, einen Systemdienstleistungsbonus in Höhe von 0,7 Cent je Kilowattstunde für die Dauer von fünf Jahren, sobald sie vor dem 1. Januar 2011 erstmals die Anforderungen der nach § 64 Abs. 1 Nr. 1 erlassenen Verordnung erfüllen. Daraus ergibt sich, dass die Anlagen diese Anforderungen aufgrund einer Nachrüstung einhalten müssen. Nur in diesem Fall ist eine erhöhte Vergütung gerechtfertigt. Zudem muss der Netzbetreiber die netztechnische Notwendigkeit dieser Maßnahmen bescheinigen. Im Fall des Repowering wird dieser Systemdienstleistungsbonus nicht von der abgebauten auf die neue Anlage übertragen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt die Geltung der Biomasseverordnung als Verordnung im Sinne des § 64 Abs. 1 Nr. 1.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt die Fortgeltung des Vergütungsausschlusses für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, die zu über 25 Prozent dem Bund oder einem Land gehören und bis zum 31. Juli 2004 in Betrieb genommen wurden.

Zu Anlage 1 (Technologiebonus)

In Anlage 1 wird die Regelung des bisherigen § 8 Abs. 4 EEG 2004 wiedergegeben. Der Technologiebonus kann für Strom aus Klär-, Deponie- und Grubengas sowie aus Biomasse beansprucht werden. Die Voraussetzungen des Technologiebonus sind weitgehend bestehen geblieben. Es ist lediglich das Verfahren der Trockenfermentation gestrichen worden, da in der Praxis viele Trockenfermentationsanlagen betrieben wurden, die die Anforderungen an ein innovatives, klimaschonendes Verfahren nicht erfüllen. Daneben hat sich das Verfahren der Trockenfermentation in den zurückliegenden Jahren zur Marktreife entwickelt, so dass eine Förderung als innovative Technologie nicht mehr erforderlich ist.

Mit dem Technologiebonus trägt das Gesetz dem Interesse Rechnung, einen spezifischen Anreiz zum Einsatz innovativer, besonders energieeffizienter und damit umwelt- und klimaschonender Anlagentechniken zu setzen, deren Anwendung regelmäßig mit höheren Investitionskosten verbunden ist. Der Bonus schafft damit einen Anreiz, innovative technische Verfahren zur Anwendung zu bringen und möglichst hohe Wirkungsgrade sowie niedrige Schadstoffwerte anzustreben. Die Vorschrift setzt so einen wichtigen Anreiz für eine zukunftsweisende Technologieentwicklung. Mittel- und langfristig sollen die innovativen Technologien zur Kostensenkung beitragen.

Im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse ist der Technologiebonus mit dem Nawaro-Bonus und dem KWK-Bonus kumulierbar. Der Technologiebonus selbst kann jedoch nur einmal beansprucht werden, auch wenn gleichzeitig mehrere Tatbestände der Anlage 1 erfüllt werden.

Nummer 1 der Anlage formuliert Anforderungen, die bei der Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und der Einspeisung in das Erdgasnetz einzuhalten sind. Durch die Einspeisung von auf Erdgas aufbereitetem Gas aus Biomasse kann das Gas zu Standorten mit ausreichendem Wärmebedarf transportiert werden und dort effizient in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen genutzt werden. Die hohen Kosten der Gasreinigung werden über den Technologiebonus aufgefangen. Durch das Gas aus Biomasse kann in vorhandenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Erdgas verdrängt und somit ein Beitrag zur Ressourcenschonung und zum Klimaschutz geleistet werden. Im Fall der Inbetriebnahme einer neuen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die mit Gas aus Biomasse bzw. Klär- oder Deponiegas betrieben wird, erhöht sich zudem der Anteil der Stromerzeugungsanlagen mit besonders guter Energieeffizienz. Im Rahmen der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ist ausnahmsweise die technisch erforderliche Konditionierung durch LPG zulässig.

Nummer 1 Buchstabe a begrenzt die Methanemissionen in die Atmosphäre auf maximal 0,5 Prozent. Grund dafür ist die erhebliche Klimarelevanz von Methan. Methanemissionen sind um ein Vielfaches (23-fach) klimarelevanter als die gleiche Menge an CO_2-Emissionen, so dass diese Emissionen bei der Aufbereitung des Gases auf das kleinstmögliche Maß zu reduzieren sind, maximal jedoch 0,5 Prozent nicht überschreiten dürfen. Entsprechend den technischen Möglichkeiten sollten die Methanemissionen auch über die Anforderungen der Nummer 1 Buchstabe a hinausgehend so weit wie möglich reduziert werden. Dies ergibt sich schon aus dem Zweck dieses Gesetzes. Nummer 1 Buchstabe b begrenzt den maximalen Stromverbrauch für die Aufbereitungstechnik auf maximal 0,5 Kilowattstunden je Normkubikmeter Biorohgas. Dieser Grenzwert soll sicherstellen, dass der positive Klimaeffekt der nachhaltigen und ökologischen Biomethanerzeugung nicht durch den Eigenstrombedarf verringert wird. Der Grenzwert von 0,5 kWh/m³Biorohgas (bei 5,3 kWh/m³) für die Gasaufbereitung entspricht

etwa 10 Prozent Eigenenergiebedarf für die Aufbereitung. Als Aufbereitung wird die Anlagentechnik angesehen, die sich zwischen Biorohgasleitung vom Fermenter und Biomethanleitung zum Nachverdichter (der den Einspeisedruck sicherstellt) befindet. Diese Anlagentechnik bereitet das durch die Vergärung erzeugte unbehandelte Biorohgas auf Erdgasqualität auf. Die Stromaufnahme für die Aufbereitung muss durch eine eigene Messeinrichtung nachgewiesen werden. Nach den technischen Möglichkeiten der Anlagen sollte im Hinblick auf den Zweck des Gesetzes auch eine weitere Verringerung des spezifischen Strombedarfs der Gasaufbereitung über diesen Grenzwert hinaus erreicht werden. Nach Nummer 1 Buchstabe c muss darüber hinaus nachgewiesen werden, dass die zur Klär- und Biogaserzeugung und zur Aufbereitung verwendete Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt.

Nummer 2 betrifft die thermochemische Vergasung. Darunter ist die thermochemische Umwandlung in einem wärmeinduzierten Prozess von Biomasse in einen gasförmigen Sekundärenergieträger zu verstehen. Sie ist klar zu unterscheiden von der anaeroben Vergärung von Biomasse zu Biogas, denn dabei handelt es sich um einen mehrstufigen biochemischen Prozess. Die bei der thermochemischen Vergasung und bei der anaeroben Vergärung entstehenden Gase sind nicht gleichzusetzen. Bei dem aus der thermochemischen Vergasung entstandenen Gas handelt es sich nicht um Biogas im Sinne dieses Gesetzes.

Bei den Verfahren nach Nummer 3 entfällt der Technologiebonus nur auf den Teil des Stroms, der in den genannten, also innovativen, Verfahren erzeugt wird. Dies betrifft insbesondere nachgeschaltete Organic-Rankine-Cycle-Prozesse. Der Technologiebonus ist im Rahmen von Nummer 4 an die Bedingung geknüpft, dass die Anlage auch in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 3 betrieben wird. Maßgeblich ist dabei insbesondere eine sinnvolle Wärmenutzung. Alternativ ist nach Buchstabe b ausreichend, wenn die Anlage einen elektrischen Wirkungsgrad von 45 Prozent erreicht.

Mehrstoffgemischanlagen, darunter das heute bekannteste Verfahren, die Kalina-Technologie, ermöglichen über höheren Druck vor allem bei vergleichsweise niedrigeren Temperaturen höhere Wirkungsgrade als dies bei Anlagen möglich ist, die nur mit einem Stoff gefahren werden. Der Dachbegriff wurde gewählt, da andere Gemischkombinationen als bei der Kalina-Technologie möglich sind, die zu noch höheren Wirkungsgraden gelangen können. Die Gasturbine umfasst alle Größenklassen und damit auch Mikrogasturbinen.

Zu Anlage 2 (Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen)

Anlage 2 gibt im Wesentlichen den bisherigen § 8 Abs. 2 EEG 2004 wieder. Gegenüber dieser Regelung wurden eine Positiv- und eine Negativliste zur Vermeidung von Rechtsunsicherheiten aufgenommen. Zudem wurden die Höhe des Bonus angepasst und der Einsatz bestimmter rein pflanzlicher Nebenprodukte bei der anaeroben Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle zugelassen. Bislang ungenutzte, im Umkreis der Biogasanlage anfallende pflanzliche Nebenprodukte können mit dieser Lockerung des Ausschließlichkeitsgrundsatzes beim Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle nunmehr energetisch verwertet werden. Anspruch auf den Nawaro-Bonus besteht weiterhin nur für den Anteil des Stroms, der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt wurde.

Anlage 2 legt für die drei unteren Leistungsbereiche des § 27 einen Bonus für den Fall fest, dass ausschließlich bestimmte Biomassearten zum Einsatz kommen. Die Regelung resultiert aus den Erfahrungen, nach denen ein wirtschaftlicher Betrieb von kleinen Anlagen nicht erreicht werden kann, wenn ausschließlich (rein) pflanzliche Stoffe aus Landwirtschaft und Gartenbau, Fäkalien aus der Landwirtschaft und/oder Waldrestholz eingesetzt werden. Rein pflanzliche Einsatzstoffe (insbesondere nachwachsende Rohstoffe und Waldrestholz) sind gegenüber Biomasse aus Abfällen ungleich teurer. Kleine landwirtschaftliche Biogasanlagen, deren Haupteinsatzstoff Gülle ist, können nur rentabel betrieben werden, wenn in beträchtlichem Umfang energiereiche Kofermente aus Abfällen (insbesondere tierische Fette) eingesetzt werden. Der Markt für derartige Stoffe ist jedoch eng begrenzt. Es zeichnet sich deshalb ab, dass das große Nutzungspotenzial der Biomasse land- und forstwirtschaftlicher Herkunft ohne zusätzliche Anreizinstrumente nicht in dem wünschenswerten Umfang erschlossen werden kann. Durch den Bonus sollen der Begrenztheit und einer Fehlleitung von Abfallstoffströmen begegnet werden und ein Beitrag zur Erschließung nachwachsender Rohstoffe zur energetischen Nutzung geleistet werden. Die Höhe des Bonus ist nach Anlagengrößen gestaffelt, wodurch die unterschiedlichen Kostenstrukturen zum Ausdruck kommen. Der Einkauf größerer Mengen nachwachsender Rohstoffe für größere Anlagen ist mit deutlichen Preisvorteilen verbunden.

Voraussetzung für den Bonus ist, dass die Stromerzeugung ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen oder bei der Stromerzeugung aus Biogas (anaerobe Vergärung) aus Gülle oder einer Kombination (z. B. Stallmist als Mischung von Gülle und rein pflanzlichem Material) der beiden Stoffe erfolgt. Ebenfalls zulässig ist nunmehr im Rahmen der Stromerzeugung aus Biogas die Kombination der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle mit rein pflanzlichen Nebenprodukten der Positivliste Nummer V. Die eingesetzten Stoffe müssen in letzterem Fall von der Anlagenbetreiberin oder dem Anlagenbetreiber durch ein Einsatzstoff-Tagebuch nachgewiesen werden, das von einem Umweltgutachter überprüft wird. Der jeweilige Anlagenbetreiber ist gehalten, selbst für die Einhaltung zu sorgen. Speziell bei Biogasanlagen macht sich das Gesetz insoweit die strengen seuchenhygienischen Kontrollvorschriften der EG-Hygiene-Verordnung (Verordnung EG Nr. 1774/2002 mit Hygienevorschriften für nicht zum menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte, ABl. EG Nr. L 271, vom 10. Oktober 2002, S. 1), die neben der Eigenkontrolle eine regelmäßige behördliche Überwachung vorsieht, zu Nutze. Nummer 1 Buchstabe a steht nicht dem Einsatz von Betriebshilfsmitteln entgegen. Diese Betriebshilfsmittel verfolgen das Ziel, die Prozessführung zu stabilisieren und zu verbessern, um so eine höhere Effizienz zu erreichen. Für den Anspruch auf den Nawaro-Bonus unerheblich ist daher der Einsatz von Betriebshilfsmitteln, die der Anlagen- und Verfahrenstechnik zuzurechnen sind und aus denen selbst nachweislich keine nennenswerte Gas- bzw. Stromproduktion erfolgt. Nach Nummer 1 Buchstabe c

darf sich auf demselben Betriebgelände keine Biomasseanlage befinden, die gleichzeitig Strom aus sonstigen nicht von Buchstabe a erfassten Stoffen erzeugt. Demnach dürfen auf demselben Betriebsgelände keine anderen Stoffe eingesetzt werden als nachwachsende Rohstoffe, Gülle oder die in der Liste Nummer V bezeichneten rein pflanzlichen Nebenprodukte. Diese Regelung dient der Vermeidung von Missbrauchsfällen. Die Einhaltung dieser Voraussetzungen wird durch Nummer VII.2 zusätzlich abgesichert, indem dieser als Folge der Nichtbeachtung den dauerhaften Verlust des Bonus festlegt.

Nach Nummer I.2 wird der Bonus für Strom aus flüssiger Biomasse auf die Leistungsklasse bis 150 Kilowatt beschränkt. Die Vergärung von Gülle ist von dieser Einschränkung nicht erfasst. Mit dieser Regelung soll – wie auch mit der Positiv- und Negativliste – insbesondere die Nutzung von nicht nachhaltig erzeugten Pflanzenölen verhindert werden. Hierbei sind insbesondere Palm- und Sojaöl zu nennen. Die besondere Problematik des Palmöls besteht darin, dass zur Anlage von Ölpalmplantagen in Südostasien und Südamerika auch Tropenwald vernichtet wird, teils durch illegalen Holzeinschlag. Auch die Vertreibung indigener Völker wird mit dem zunehmenden Sojaanbau in Verbindung gebracht. Derartige Praktiken stehen in der berechtigten Kritik von Umwelt- und Sozialverbänden, die auf Einhaltung von Umwelt- und Sozialkriterien bei der Herstellung von Palm- und Sojaöl drängen. Der Einsatz nicht nachhaltig erzeugten Pflanzenöls zur Stromerzeugung entspricht nicht den Zielen des EEG und kann daher auch nicht über den Nawaro-Bonus gefördert werden. Gleichermaßen dient Nummer 2 der Vermeidung von Konkurrenzen mit dem Kraftstoffmarkt, denn zur Erreichung der anspruchsvollen deutschen Biokraftstoffziele sind kurz- und mittelfristig Pflanzenöle und Bioethanol unverzichtbar, während für die Stromerzeugung aus Biomasse bereits heute ein weites Spektrum fester und gasförmiger Biomasse zur Verfügung steht. In Satz 2 wird klargestellt, dass der für die Zünd- und Stützfeuerung notwendige Einsatz flüssiger Biomasse dem Anspruch auf den Nawaro-Bonus nicht entgegensteht, auch wenn die Leistung der Anlage 150 Kilowatt überschreitet.

Nummer I.3 stellt klar, dass der Nawaro-Bonus nur für den Anteil des Stroms beansprucht werden kann, der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt wurde. Für den Anteil des Stroms, der den rein pflanzlichen Nebenprodukten der Positivliste Nummer V zuzurechnen ist, besteht kein Anspruch auf den Bonus. Werden bei der Stromerzeugung aus Biogas auch rein pflanzliche Nebenprodukte eingesetzt, ist der Anteil des Stroms zu ermitteln, der auf die nachwachsenden Rohstoffe oder die Gülle zurückzuführen ist. Dies hat auf Grundlage der Standard-Biogaserträge der rein pflanzlichen Nebenprodukte, die in der Positivliste Nummer V aufgeführt sind, zu erfolgen. Diese Berechnung ist von einem Umweltgutachter durchzuführen und nachzuweisen.

Die Nummern II.1 und II.2 bestimmen die Begriffe nachwachsende Rohstoffe und Gülle näher. Nachwachsende Rohstoffe schließen sämtliche Arten pflanzlicher Stoffe ein (also insbesondere, aber nicht ausschließlich zum Zweck der Energieerzeugung angebaute pflanzliche Rohstoffe, ferner Waldrestholz, Landschaftspflegeschnitt usw.). Voraussetzung ist jedoch, dass diese Stoffe in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und nur im Zuge der Ernte, im Rahmen ihrer Konservierung oder zur Nutzung in der Biomasseanlage aufbereitet oder verändert wurden. Jede sonstige Änderung oder Vermischung führt dazu, dass eine Erhöhung der Mindestvergütung ausgeschlossen ist. Mit diesen Voraussetzungen sollen die nachwachsenden Rohstoffe auch von Abfällen abgegrenzt werden. Mit der Positivliste werden die nachwachsenden Rohstoffe konkretisiert. Gülle erstreckt sich auf sämtliche Fäkalien tierischer Herkunft. Das ergibt sich aus der umfassenden Definition für Gülle in Anhang I Nr. 37 der EG-Verordnung Nr. 1774/2002, die insoweit durch die EG-Verordnung Nr. 808/2003 vom 12. Mai 2003 neu gefasst worden ist (ABl. EG Nr. L 117 vom 13. Mai 2003, S. 1). Durch die Bezugnahme auf diese Definition ist zugleich sichergestellt, dass andere tierische Nebenprodukte im Sinne dieser EG-Verordnung nicht eingesetzt werden dürfen (auch nicht als Bestandteil von Küchen- und Speiseabfällen). Der Einsatz von Schlempe wird nicht mehr durch den Nawaro-Bonus begünstigt. Die Sonderstellung von Schlempe aus landwirtschaftlichen Brennereien, die als nachwachsender Rohstoff im Sinne des Nawaro-Bonus (EEG 2004) anerkannt war, obwohl dieser Stoff die allgemein an nachwachsende Rohstoffe zu stellenden Anforderungen nicht erfüllt, ist nicht mehr erforderlich. Es kann davon ausgegangen werden, dass Schlempe aus landwirtschaftlichen Brennereien, für die keine anderweitige Nutzung besteht, bereits ihren Weg in Biogasanlagen gefunden hat.

In den Nummern III und IV wird der Begriff der nachwachsenden Rohstoffe mittels einer Positiv- und einer Negativliste konkretisiert. Mit diesen Listen sollen Unsicherheiten bei der Einordnung als nachwachsende Rohstoffe ausgeräumt und Rechtssicherheit geschaffen werden.

Nummer V bestimmt die rein pflanzlichen Nebenprodukte, die bei der anaeroben Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe und Gülle neben diesen Einsatzstoffen verwendet werden dürfen. Für diese Nebenprodukte besteht kein Anspruch auf den Nawaro-Bonus. Dieser kann weiterhin nur für den Anteil des Stroms beansprucht werden, der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt wurde. Die Nebenprodukte sind so ausgewählt worden, dass die Verwertung in Biogasanlagen keine Auswirkungen auf dem Markt verursacht. Durch die anteilige Mitvergärung dieser Nebenprodukte ist eine genaue, nachvollziehbare und transparente Dokumentation für die Bilanzierung als Grundlage für die Vergütung erforderlich. Die jeweils angegebenen Standard-Biogaserträge dienen der Ermittlung des Stromanteils, für den der Nawaro-Bonus beansprucht werden kann.

Nummer VI bestimmt die Bonushöhe. Nummer VI.1 gibt dabei die Höhe des Nawaro-Bonus an, die in zwei Stufen unterteilt ist. Nummer VI.2 enthält abweichende Bonushöhen für die Stromerzeugung aus Biogas. Danach erhöht sich Buchstabe a zufolge in der Leistungsstufe bis 500 Kilowatt der Bonus gegenüber der bisherigen Regelung um 2,0 Cent auf 8,0 Cent pro Kilowattstunde. Hintergrund für diese Erhöhung sind die steigenden Agrarpreise, die sich in einem Umfang negativ auf die Wirtschaftlichkeit ausgewirkt haben, der durch weitere Optimierung des Anlagenbetriebs nicht mehr aufgefangen werden kann. Nummer VI.2 regelt

einen erhöhten Nawaro-Bonus um 2 Cent/kWh auf 10 Cent/kWh für Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 Kilowatt, wenn der Substratanteil mindestens aus 30 Prozent Wirtschaftsdünger (Gülle) besteht. Dieser erhöhte Nawaro-Bonus kann damit nur von kleinen Anlagen beansprucht werden und gilt nicht, auch nicht anteilig bis zur Leistungsschwelle von 150 Kilowatt, für Anlagen mit einer installierten Leistung über 150 Kilowatt. Grund für diese Erhöhung ist das abnehmende bzw. stagnierende Interesse an der Vergärung von Gülle in Biogasanlagen, insbesondere weil ein großes Güllepotenzial für die Biogaserzeugung noch ungenutzt ist. Der Gülleanteil muss mindestens 30 Masseprozent betragen. Die Masseermittlung erfolgt mit Hilfe einer Waage. Um Missbrauch und Betrugsfälle zu verhindern, ist der erforderliche Mindestanteil der Gülle bei Geltendmachung des Anspruchs durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters nachzuweisen. Nummer VI.3 verringert den Nawaro-Bonus für Biomasseanlagen mit einer Leistung von über 500 Kilowattstunde installierter Leistung, wenn in diesen Holz verbrannt wird, das nicht aus Kurzumtriebsplantagen stammt oder nicht im Rahmen der Landschaftspflege anfällt. Dies soll Fehlanreize vermeiden. Nicht erfasst von dieser Ausnahme sind Anlagen, in denen aus Holzvergasung gewonnenes Gas verbrannt wird.

Mit der entsprechenden Geltung der Degressionsregelung des § 20 wird die jährliche Degression des Nawaro-Bonus auch für Altanlagen eingeführt. Mit dem Verweis auf § 18 Abs. 1 wird die Ermittlung der Bonushöhe geregelt.

Nummer VII regelt das Entstehen und Erlöschen des Anspruchs. Danach kann der Bonus beansprucht werden, sobald die Anlage die Voraussetzungen erstmals erfüllt. Der Nawaro-Bonus soll also auch von bestehenden Anlagen geltend gemacht werden können, wenn diese nachträglich auf einen ausschließlichen Betrieb mit den genannten Einsatzstoffen umgestellt werden oder bereits diesen Anforderungen entsprechen. Die Einhaltung der Voraussetzungen wird auch dadurch sichergestellt, dass Folge einer Nichtbeachtung der dauerhafte Verlust des Bonus ist. Auch der Anspruch auf den erhöhten Nawaro-Bonus nach Nummer VI.3 bei einem Mindesteinsatz von Gülle entfällt endgültig, wenn diese Anforderungen an die Güllenutzung nicht mehr erfüllt werden. Der Anspruch auf den Nawaro-Bonus entfällt nach Satz 2 auch dann endgültig, wenn in Zeiten der Eigenvermarktung nach § 17 die Voraussetzungen nicht eingehalten werden.

Zu Anlage 3 (KWK-Bonus)

Anlage 3 entspricht weitgehend dem bisherigen § 8 Abs. 3 EEG 2004. Um das Potenzial zur Effizienzsteigerung bei Biomasseanlagen weiter zu erschließen, wird der KWK-Bonus auf 3 Cent erhöht. Gleichzeitig wird der Begriff der Wärmenutzung über eine Positiv- und eine Negativliste konkretisiert, um nur energetisch sinnvolle Wärmenutzungen durch den KWK-Bonus zu begünstigen. Ziel ist, dass nur solche Wärmenutzungen anerkannt werden, die tatsächlich zu einer Substitution anderer, also hauptsächlich fossiler Energieträger beitragen.

Nummer I bestimmt die Anspruchsvoraussetzungen. Danach muss es sich um Strom im Sinne des § 3 Abs. 4 des KWKG handeln. Mit dieser Bezugnahme auf das KWKG wird ein Gleichlauf zwischen beiden Gesetzen bei der Bestimmung des KWK-Stroms hergestellt. Die Anlagen müssen also gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen und der Nutzung durch Dritte zuführen. Erfasst wird aber parallel zum KWK-Gesetz nur der im gekoppelten Betrieb erzeugte Strom, nicht aber derjenige, der im so genannten Kondensationsbetrieb gewonnen wird und nur dann, wenn die Wärme außerhalb der Anlage und nicht nur als Prozesswärme, etwa im Fermenter, genutzt wird. Dies ergibt sich schon aus § 3 Abs. 4 KWKG, der auf den Begriff der Nutzwärme im Sinne von § 3 Abs. 6 KWKG abstellt. Neben der Voraussetzung nach Nummer I.1 muss es sich um eine Wärmenutzung im Sinne der Positivliste handeln oder die Anforderung der Nummer I.3 erfüllt sein. Danach muss die Wärmenutzung nachweislich fossile Energieträger ersetzen. Eine Kilowattstunde Biomasse-KWK-Wärme muss also eine vergleichbar große Menge fossiler Wärme ersetzen. Diese vergleichbare Menge ist gegeben, wenn die Biomasse-Wärme mindestens 75 Prozent der fossilen Wärme ersetzt. Demnach muss eine Kilowattstunde Biomasseabwärme, die zur Berechnung des KWK-Stromanteils für den KWK-Bonus in Ansatz gebracht werden darf, mindestens 0,75 Kilowattstunden fossiler Energie ersetzen. Zudem müssen die durch die Wärmebereitstellung entstehenden Mehrkosten nachweisbar mindestens 100 Euro pro Kilowatt Wärmeleistung betragen. Diese Anforderung bezieht sie auf die Kosten für die Bereitstellung der Biomasse-KWK-Wärme. Darunter fällt neben technischen Einrichtungen (Wärmetauscher, Dampferzeuger usw.) auch die Wärmeleitung. Brennstoffkosten bleiben hier unberücksichtigt. Der Nachweis erfolgt einmalig, nach der Inbetriebnahme der Kraft-Wärme-Kopplung. Die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber müssen geeignete Einrichtungen schaffen, um den Strom und die Wärme entsprechend der Betriebsweise zu erfassen.

Nummer II stellt Anforderungen an die Nachweisführung. Der Anlagenbetreiber muss danach jährlich durch eine Bescheinigung einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters nachweisen, dass es sich um KWK-Strom im Sinne des KWKG handelt. Bei serienmäßig hergestellten Anlagen mit einer Leistung von bis zu 2 Megawatt ist die Vorlage der Herstellerunterlagen ausreichend, aus denen sich Leistung und Stromkennzahl ergeben. Dieses Verfahren und die Größenbegrenzung entsprechen § 3 Abs. 3 Satz 1 KWKG. Für größere Anlagen muss der Nachweis den Anforderungen des Arbeitsblattes FW 308 entsprechen. Das Erfordernis einer sinnvollen Wärmenutzung nach Nummer I.2 oder I.3 ist bei Geltendmachung des Anspruchs durch ein Umweltgutachter-Gutachten nachzuweisen.

In den Nummern III und IV werden zulässige bzw. nicht zulässige Wärmenutzungen definiert.

Zu Anlage 4 (Wärmenutzungs-Bonus)

In Anlage 4 werden Voraussetzungen, Nachweise und zulässige Wärmenutzungen des Wärmenutzungs-Bonus für Geothermie-Anlagen geregelt. Der Wärmenutzungs-Bonus dient der effizienten Nutzung der Wärme. Es handelt sich hier nicht um eine Kraft-Wärme-Kopplung im klassischen Sinn, da das Temperaturniveau der Abwärme der Stromerzeugung oftmals für die Speisung eines Wärmenetzes nicht ausreicht. Daher wird ein Teil des geothermalen Volumenstroms direkt

für die Wärmebereitstellung genutzt und steht damit nicht für die Stromerzeugung zur Verfügung.

Trotzdem kann durch die Wärmenutzung bei Geothermieprojekten das Kohlenstoffdioxidminderungspotenzial um rund 50 Prozent erhöht werden. Vor diesem Hintergrund ist ein besonderer Anreiz zur Wärmenutzung sinnvoll.

Nummer I bestimmt die Anspruchsvoraussetzungen. Es muss in der Heizperiode mindestens ein Fünftel der Wärme ausgekoppelt werden und die Wärmenutzung muss fossile Energieträger in einem vergleichbaren Energieäquivalent ersetzen. Erforderlich ist also der Nachweis, dass die Wärme ohne die Errichtung der Geothermieanlage aus fossilen Quellen bezogen worden wäre. Unter Heizperiode ist der Zeitraum zu verstehen, in dem die mittlere Außentemperatur eines Heiztages im Fünftagesmittel unter einem bestimmten Grenzwert liegt, der in Mitteleuropa mit 15 Grad angesetzt wird. Die Heizperiode beginnt frühestens am 1. September und endet spätestens am 31. Mai.

Nummer II stellt Anforderungen an die Nachweisführung. Der Anlagenbetreiber muss bei Geltendmachung des Anspruchs den Nachweis über die Voraussetzungen in Nummer 1 durch ein Gutachten eines Umweltgutachters oder einer Umweltgutachterin erbringen.

In den Nummern III und IV werden zulässige bzw. nicht zulässige Wärmenutzungen definiert.

Zu Anlage 5 (Referenzertrag)

In Anlage 5 werden die Vorgaben zur Ermittlung des Referenzertrags dargestellt.

Zu Artikel 2 (Änderung des Projekt-Mechanismen-Gesetzes)

Zu Nummer 1

Die bisherige Beschränkung des Begriffs des Projektträgers widerspricht den internationalen Gepflogenheiten bei Zustimmungen zu Projekttätigkeiten und den Erfordernissen der Vollzugspraxis. Bei Auslandsprojekten stellen in der Regel nicht die Anlagenbetreiber die Anträge auf Zustimmung zu Projekten, sondern andere an dem Projekt beteiligte Unternehmen, beispielsweise Projektentwicklungs- oder Finanzierungsgesellschaften. Die Änderung von § 2 Nr. 11 ermöglicht auch diesen an dem Projekt beteiligten Unternehmen, einen Antrag auf Zustimmung zu stellen. Der Antragsteller hat seine Beteiligung an der Projekttätigkeit in geeigneter Form nachzuweisen. In der Regel sind die Projektbeteiligten in der Projektdokumentation genannt. Mit Erteilung der Zustimmung erlangt der Antragsteller im internationalen Verfahren des Status des „project participant“. Die materiellen Anforderungen an die Zustimmung werden durch die Erweiterung des Begriffs des Projektträgers nicht berührt. Maßgeblich ist allein, ob eine Projekttätigkeit nach Durchführung auch die projektierten zusätzlichen Emissionsminderungen erbracht hat. Dies wird auch weiterhin darüber sichergestellt, dass eine Ausstellung von Zertifikaten nur dann erfolgt, wenn tatsächlich zusätzliche Emissionsminderungen eingetreten sind.

Zu Nummer 2

Nummer 2 ist eine Folgeänderung zur Erweiterung des Anwendungsbereichs des ProMechG auf das internationale Joint-Implementation-Verfahren (sog. JI second track-Verfahren). Die Änderung stellt klar, dass auch im internationalen JI-Verfahren die Möglichkeit eines Überprüfungsverfahrens vor dem Aufsichtsausschuss besteht.

Zu Nummer 3

Durch die Änderung in § 5 Abs. 1 Satz 4 werden alle öffentlichen Fördermittel gleichgestellt. Die bisherige Beschränkung auf Fördermittel der Bundesrepublik Deutschland ist sachlich nicht gerechtfertigt.

Die Änderung von § 5 Abs. 1 Satz 5 beseitigt die methodisch kaum zu bewältigenden Schwierigkeiten der bisherigen Regelung, nach der die Wirkung der EEG-Vergütung oder des KWKG-Zuschlags bei der Ermittlung des Minderungseffekts herausgerechnet werden sollte.

Die neue Regelung in Satz 5 ermöglicht zukünftig eine saubere Trennung. Projekttätigkeiten, die eine Vergütung des Stroms nach EEG erhalten können, sind nicht zustimmungsfähig nach ProMechG. Für diese klare Abgrenzung der Anwendungsbereiche von EEG und ProMechG kommt es allein auf die Vergütungsfähigkeit des EEG-Stroms an. Daher erstreckt sich der Ausschluss der Zustimmungsfähigkeit auch auf den Fall der Anzeige nach § 20 Abs. 2 EEG. Die Anwendungsbereiche von ProMechG und KWKG werden entsprechend abgegrenzt.

Zu Nummer 4

Nummer 4 ist eine Folgeänderung zu Nummer 3 Buchstabe b. Durch die Änderung von § 5 Abs. 1 Satz 5 ist bereits bei der Zustimmung zur Projekttätigkeit eine parallele Inanspruchnahme von ProMechG und EEG (bzw. KWKG) ausgeschlossen. Bei der Bestätigung des Verifizierungsberichts ist daher für den Ausschluss der Doppelbegünstigung zu prüfen, ob auch nachträglich keine Begünstigungen nach EEG und KWKG in Anspruch genommen wurden. Die Prüfung der Doppelbegünstigung aufgrund einer Finanzierung durch öffentliche Fördermittel bleibt durch die Änderung unberührt.

Zu Nummer 5

Nummer 5 ist eine Folgeänderung zu Nummer 3 Buchstabe b (vgl. Begründung zu Nummer 4).

Zu Nummer 6

Nummer 6 ist eine Folgeänderung zur Erweiterung des Begriffs des Projektträgers.

Zu Artikel 3 (Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

Bei den Nummern 1 bis 3 handelt es sich um Folgeänderungen.

Zu Artikel 4 (Änderung der Stromnetzentgeltverordnung)

Die Änderung ist eine Folgeänderung.

Zu Artikel 5 (Änderung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes)

Die Änderung von § 2 Abs. 5 dient der Anpassung des Verweises auf den Begriff der Anlage nach § 3 EEG. Daneben ist es für eine klare Abgrenzung der Anwendungsbereiche von EEG und TEHG erforderlich, für den Ausschluss vom Anwendungsbereich des TEHG allein auf die Vergütungsfähigkeit des EEG-Stroms abzustellen. Daher erstreckt sich der Ausschluss vom Anwendungsbereich des TEHG auch auf den Fall, dass der Betreiber von der Wahlmöglichkeit des § 20 Abs. 2 EEG Gebrauch macht und der Vergütungsanspruch entfällt. Die Zuteilung von Emissionsberechtigungen nach § 9 TEHG bezieht sich auf eine ganze Zuteilungsperiode. Eine jährliche Anpassung dieser Ex-ante-Zuteilung ist mit den Grundsätzen des Emissionshandelsrechts nicht vereinbar.

Zu Artikel 6 (Änderung des Unterlassungsklagengesetzes)

Die Änderung des Unterlassungsklagengesetzes dient dem Verbraucherschutz und soll die Interessen der Letztverbraucher an einer preisgünstigen und umweltfreundlichen Stromversorgung schützen. Es soll insbesondere Verbraucherschutzverbänden ermöglicht werden, den Ursachen ungerechtfertigter Belastungen entgegenzutreten. Als verbraucherschützende Normen werden § 41 Abs. 1 und 2, § 57 Abs. 2 und 3, §§ 58, 55 Abs. 2 und 3 und § 60 eingestuft. Dies beruht bei § 41 darauf, dass in der Praxis der nach dem EEG vergütete Strom nicht auf alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne des EEG übergewälzt wurde. Dies führt letztendlich zu einer höheren finanziellen Belastung der Letztverbraucher. Auch die Differenzkosten wirken sich unmittelbar auf die Letztverbraucher aus, so dass ihre Überprüfung verbraucherschützenden Charakter hat. Dies trifft auch auf die Vorschriften zum Herkunftsnachweis und Doppelvermarktungsverbot zu, da hierdurch Endkunden vor der mehrfachen Inanspruchnahme für denselben Strom geschützt werden.

Zu Artikel 7 (Inkrafttreten, Außerkrafttreten)

Artikel 7 regelt das Inkrafttreten dieses Gesetzes sowie das Außerkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der bislang geltenden Fassung.

Anlage 2

Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates

Der Nationale Normenkontrollrat hat den Entwurf des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG) auf Bürokratiekosten, die durch Informationspflichten begründet werden, geprüft.

Mit dem vorliegenden Entwurf werden keine Informationspflichten für Bürger und Verwaltung eingeführt, geändert oder aufgehoben.

Für die Wirtschaft werden fünf Informationspflichten eingeführt, zwei Informationspflichten modifiziert und eine Informationspflicht abgeschafft. Das Regelungsvorhaben führt nach Schätzungen des Ressorts im Saldo zu einer Bürokratiekostenentlastung, da den Belastungen von rund 281 000 Euro erhebliche Entlastungen in Höhe von ca. 1 575 000 Euro gegenüber stehen.

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit konnte darlegen, dass derzeit keine kostengünstigeren Alternativen möglich sind, um das gesetzliche Ziel zu erreichen. Der Nationale Normenkontrollrat hat daher im Rahmen seines gesetzlichen Prüfauftrags keine Bedenken gegen das Regelungsvorhaben.

Anlage 3

Stellungnahme des Bundesrates

Der Bundesrat hat in seiner 841. Sitzung am 15. Februar 2008 beschlossen, zu dem Gesetzentwurf gemäß Artikel 76 Abs. 2 des Grundgesetzes wie folgt Stellung zu nehmen:

1. **Zu Artikel 1** (§ 3 Nr. 13 – neu –, § 33a – neu –, § 64 Abs. 1 Nr. 9 – neu – EEG)

   Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

   a) Dem § 3 ist nach Nummer 12 folgende Nummer 13 anzufügen:

   ‚13. „virtuelles Kraftwerk“ der Zusammenschluss unterschiedlicher Anlagen zur Erzeugung von Strom mit technisch-wirtschaftlich größtmöglichem Anteil aus Erneuerbaren Energieträgern sowie ggf. dessen Zwischenspeicherung durch ein elektrisches Netz, welches nicht Teil der allgemeinen Versorgung ist, mit dem Ziel, ein vertraglich vereinbartes Leistungsprofil an definierten Übergabepunkten zur allgemeinen Versorgung zuverlässig einzuspeisen.‘

   b) Nach § 33 ist folgender § 33a einzufügen:

   „§ 33a
   Virtuelle Kraftwerke

   (1) Für Strom aus virtuellen Kraftwerken beinhaltet die Vergütung

   a) eine Grundvergütung,

   b) eine Vergütung für Systemdienstleistungen,

   c) einen Technologie-Faktor.

   (2) Für die Ermittlung der Grundvergütung werden die Vergütungen gemäß der §§ 23 bis 33 für jede Erzeugungsanlage des virtuellen Kraftwerks bestimmt und aus diesen ein Mittelwert gebildet, der entsprechend der jeweils installierten Leistungsanteile gewichtet wird.

   (3) Die Grundvergütung wird nur gezahlt für Energiemengen, die im Rahmen des vertraglich vereinbarten Leistungsbands am Netzübergabepunkt in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden.

   (4) Für Energiemengen, die oberhalb des vertraglich vereinbarten Leistungsbands im virtuellen Kraftwerk aus Erneuerbaren Energien erzeugt werden könnten, wird ein Bonus für die erbrachte Systemdienstleistung gezahlt, sofern diese Energiemengen nicht zum Erzeugungszeitpunkt in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden.

   (5) Für Energiemengen, die unterhalb des vertraglich vereinbarten Leistungsbands im virtuellen Kraftwerk nicht zeitgerecht erzeugt werden können, wird ein Malus für die erforderliche Systemdienstleistung in Abzug gebracht. Wird diese nicht zeitgerechte Energieeinspeisung aus Speichern oder konventioneller Erzeugung innerhalb des virtuellen Kraftwerks ganz oder teilweise ausgeglichen, wird dieser Anteil ebenfalls mit der Grundvergütung vergütet.

   (6) Der Technologie-Faktor wird als positiver oder negativer Prozentzuschlag oder -abschlag auf die Grundvergütung berücksichtigt. Er soll honorieren, wenn die technischen Auslegungsparameter eines virtuellen Kraftwerks nahe am jeweils aktuellen energietechnischen und energiewirtschaftlichen Optimum liegen, oder korrigieren, wenn diese Parameter zunehmend vom Optimum abweichen.

   (7) Die Höhe der Boni und Mali für Systemdienstleistungen sowie die Höhe des Technologie-Faktors werden nach § 64 Abs. 1 gesondert festgelegt.“

   c) Dem § 64 Abs. 1 ist folgende Nummer 9 anzufügen:

   „9. Einzelheiten zur Vergütung von Strom aus virtuellen Kraftwerken nach § 33a Abs. 5 bis 7.“

   B e g r ü n d u n g

   Um die Versorgungssicherheit Erneuerbarer Energien durch bedarfsgerechte Einspeisung und höhere Volllaststunden zu verbessern, sind die Zusammenfassung verschiedener Anlagen zu virtuellen Kraftwerken, die Energieumwandlung und -speicherung effiziente Optionen. Zur Markteinführung entsprechender Lösungen sind zusätzliche finanzielle Anreize erforderlich. Damit können Netzausbaukosten, Regel- und Ausgleichsenergie eingespart werden.

2. **Zu Artikel 1** (§ 11 Abs. 1 Satz 2 – neu – EEG)

   In Artikel 1 ist in § 11 Abs. 1 nach Satz 1 folgender Satz einzufügen:

   „Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung in Unternehmen des produzierenden Gewerbes sind nur in dem Maße in diese Regelung einzubeziehen, wie es deren Bereitstellung von Nutzwärme für die Produktion beziehungsweise deren Bereitstellung von Elektroenergie zur Gewährleistung der Sicherheit der Produktion und der Produktionsanlagen zulassen.“

   B e g r ü n d u n g

   Eine gleichrangige Behandlung von KWK- und EEG-Strom hätte bei Anwendung des Einspeisemanagements eine Einschränkung oder Unterbrechung der Wärme- und Prozessdampfversorgung aus KWK-Anlagen zur Folge mit negativen Auswirkungen auf die Produktionsprozesse.

   Mit der Änderung wird die nachrangige Abregelung von KWK-Anlagen, sofern ansonsten die Deckung des eigenen Energiebedarfs gefährdet ist, sichergestellt.

3. **Zu Artikel 1** (§ 16 Abs. 1 Satz 2 – neu – und 3 – neu – EEG)

   In Artikel 1 sind dem § 16 Abs. 1 folgende Sätze anzufügen:

„Vom ausschließlichen Einsatz ausgenommen ist Strom aus Anlagen, in denen anteilig auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas eingesetzt wird. Dabei wird der dem aufbereiteten Biogas zurechenbare Stromanteil nach § 27 vergütet.“

Begründung

Durch diese Ausnahme kann aus Biogas aufbereitetes „Bioerdgas“ einfach und effizient in Erdgas-Blockheizkraftwerken mit gut ausgelasteten Wärmenetzen in Kombination mit Erdgas genutzt werden. Die für einen getrennten Gasbetrieb notwendigen zusätzlichen Investitionen entfallen. Zudem wird durch die Flexibilisierung des Gaseinsatzes die Versorgungssicherheit für Strom- und Wärmenetze erheblich gesteigert. Diese Teilaufhebung der Ausschließlichkeit lässt eine Erhöhung der Attraktivität des Einsatzes von „Bioerdgas“ erwarten.

4. **Zu Artikel 1** (§ 16 Abs. 3 EEG)

In Artikel 1 ist in § 16 Abs. 3 der Punkt nach dem Wort „nachkommen“ durch ein Komma zu ersetzen und die Wörter „und für Anlagen mit einer Leistung ab 500 Kilowatt zusätzlich nur, soweit eine registrierende Leistungsmessung erfolgt“ sind anzufügen.

Begründung

Das Erfordernis einer registrierenden Leistungsmessung bei größeren Anlagen nach § 5 Abs. 1 Satz 2 des geltenden EEG hat sich für die Zwecke der Netzintegration bewährt und soll daher in das novellierte Gesetz übernommen werden.

5. **Zu Artikel 1** (§ 16 ff. EEG)

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, wie Anreize zur bedarfsorientierten Einspeisung geschaffen werden können. Dabei ist insbesondere das Instrument einer tageszeitabhängigen Spreizung der Grundvergütungen mit Ausnahme bei Strom aus solarer Strahlungsenergie zu beleuchten.

Begründung

Prämien und Abschläge könnten EEG-Anlagenbetreibern Anreize für eine stärker an dem Bedarf ausgerichtete Erzeugung bzw. Einspeisung geben. Ähnlich etwa wie in Slowenien könnte in Zeiten hohen Bedarfs, also tagsüber zwischen 8 und 20 Uhr, eine Prämie auf die normale Vergütung nach EEG gewährt werden. Damit dies nicht zu höheren Belastungen für die Stromkunden gegenüber dem gegenwärtigen EEG führt, könnte in Schwachlastzeiten ein Abschlag erfolgen, so dass sich die Differenzkosten aus Vergütungszahlungen und vermiedenen Strombezugskosten, sofern sie ebenfalls tageszeitlich differenziert ermittelt werden, nur wenig ändern dürften. Durch das System von Prämie und Abschlag würde darüber hinaus die Spreizung der Vergütung vergrößert werden und somit ein stärkerer Anreiz gegeben, den Strom in Zeiten hoher Nachfrage zur Verfügung zu stellen.

In der Praxis erhielte jeder EEG-Einspeiser zwei verschiedene Vergütungen in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Einspeisung. Die am Spotmarkt der Leipziger Strombörse beobachtete Spreizung erlaubt es, die derzeitigen Vergütungssätze in der Spitzenlastzeit um 1 Cent/kWh anzuheben und außerhalb dieser Zeit um 1 Cent/kWh abzusenken. Dabei müssen die Anlagenbetreiber wie bisher schon ihre Lieferung nicht im Voraus ankündigen. Die sich ergebende Spreizung von 2 Cent/kWh gibt Anlagenbetreibern ausreichende Anreize für eine stärker bedarfsgerechte Einspeisung. Die erforderliche automatische Leistungsmessung wird – unabhängig von diesem Vorschlag – als Anschlussvoraussetzung für Anlagen über 100 kW in § 6 verlangt.

Zur weiteren Erläuterung des Grundansatzes wird ergänzend auf die Ergebnisse einer im Auftrag des Landes Baden-Württemberg erstellten Studie zur „Fortentwicklung des Instrumentariums zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien“ von Langniß, Diekmann, Lehr 2007 verwiesen (Internet: www.um.baden-wuerttemberg.de – Stichwort: Klimaschutz).

6. **Zu Artikel 1** (§ 18 Abs. 2 Satz 1 EEG)

In Artikel 1 sind in § 18 Abs. 2 Satz 1 nach der Angabe „§§ 23 bis 28“ die Wörter „sowie für die Zuordnung zu § 23 Abs. 1 und 2 (Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 5 Megawatt) oder § 23 Abs. 3 und 4 (Anlagen mit einer Leistung über 5 Megawatt)“ einzufügen.

Begründung

Die Stromerzeugung von Wasserkraftwerken, die im Tidenbereich der Flüsse errichtet werden, fällt bei gleicher installierter Anlagenleistung geringer aus als bei einem Laufwasserkraftwerk im Oberlauf des Flusses. Verantwortlich hierfür sind die täglich mit Ebbe und Flut schwankenden Wasserstände unterhalb der Wehranlage.

Die installierte technische Leistung nach § 3 Nr. 6 ist deshalb kein geeigneter Maßstab für die Zuordnung einer Wasserkraftanlage zu den unterschiedlichen Vergütungsklassen der kleinen (§ 23 Abs. 1 und 2) und großen (§ 23 Abs. 3 und 4) Wasserkraft. Sie führt dazu, dass Anlagen im Tidenbereich der Flüsse aufgrund der geringeren Erträge eine wirtschaftlich nicht ausreichende Vergütung erhalten.

Eine sachgerechte Einstufung muss von der tatsächlichen Stromerzeugung ausgehen. Die vorgeschlagene Änderung stellt dies sicher.

7. **Zu Artikel 1** (§ 23 Abs. 2 EEG)

In Artikel 1 ist § 23 Abs. 2 wie folgt zu fassen:

„(2) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 5 Megawatt erzeugt wird, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen und nach dem 31. Dezember 2008 modernisiert worden sind, gelten die Vergütungssätze des Absatzes 1.“

Begründung

Das Ausbaupotenzial bei der kleinen Wasserkraft besteht im Wesentlichen in der Reaktivierung und Modernisierung vorhandener Wasserkraftanlagen. Um entsprechende Anreize zu geben, sollten die für neue Wasserkraftanlagen bis 5 Megawatt erhöhten Vergütungssätze auch für die Fälle der Modernisierung gelten, zumal auch hier oft erhebliche ökologische Verbesserungsmaß-

nahmen erforderlich sind. Darüber hinaus sollte die in § 23 Abs. 1 eingeführte dreistufige Vergütungsregelung für kleine Wasserkraftanlagen bis 5 Megawatt (durch Einführung einer neuen Stufe zwischen 0,5 und 2 Megawatt) auch für Modernisierungsmaßnahmen gelten.

8. **Zu Artikel 1** (§ 23 Abs. 3 Nr. 1 EEG)

In Artikel 1 ist § 23 Abs. 3 Nr. 1 wie folgt zu fassen:

„1. bis einschließlich einer Leistung von 5 Megawatt 7,65 Cent pro Kilowattstunde,“.

Begründung

Bei der Vergütung von Strom aus Wasserkraft sieht das EEG zwei unterschiedliche Regelungen für Anlagen bis zu 5 MW und für Anlagen größer 5 MW vor. Mit der vorliegenden Novelle sollen die Vergütungssätze für die kleine Wasserkraft angehoben und für die große Wasserkraft abgesenkt werden. Im Ergebnis errechnet sich für eine Wasserkraftanlage von 5 MW nach § 23 Abs. 1 eine Vergütung von durchschnittlich 8,45 Cent je kWh. Wird die Schwelle von 5 MW geringfügig überschritten, ergeben sich nach § 23 Abs. 3 nur 5,96 Cent je KWh.

Wenn die Unterscheidung zwischen großer und kleiner Wasserkraft aufrechterhalten werden soll, so sind zumindest die Regelungen besser aufeinander abzustimmen. Dies wird erreicht durch die vorgeschlagene Ausweitung der Vergütungsstufe nach § 23 Abs. 3 Nr. 1 von 500 kW auf 5 MW und eine Anhebung des Vergütungssatzes auf 7,65 Cent je kWh. Das entspricht dem Satz für kleine Wasserkraftanlagen im Leistungsbereich von 2 bis 5 MW nach § 23 Abs. 1 Nr. 3. Mit diesen Änderungsvorschlägen kann der Vergütungssprung bei 5 MW Leistung von 30 Prozent auf ca. 9 Prozent reduziert werden.

Der Änderungsvorschlag erhöht z. B. die Vergütung für eine 10-MW-Wasserkraftanlage um 0,84 Cent je kWh. Bei einer 50 MW Anlage sind es bereits nur noch 0,17 Cent. Der Vorschlag vermeidet eine nennenswerte Besserstellung der großen Wasserkraft insgesamt. Die finanziellen Auswirkungen bleiben begrenzt.

Ein Sprung bei den Vergütungssätzen von ca. 30 Prozent (zum Vergleich: In der aktuell geltenden Fassung des EEG von 2004 sind es ca. 2,8 Prozent) führt dazu, dass Wasserkraftanlagen künstlich kleiner dimensioniert werden und so Potenziale zur CO_2-Minderung zwischen 5 MW und 10 MW Anlagenleistung teilweise nicht erschlossen werden. Die Novelle wird an dieser Stelle zudem den selbst formulierten Ansprüchen nicht gerecht. In der Begründung zu den Einzelvorschriften heißt es unter § 18 Abs. 1: „Nur eine stufenlose Regelung kann Ungerechtigkeiten bei der Vergütung des Stroms aus verschieden großen Anlagen vermeiden und trägt deshalb dazu bei, Über- und Unterförderung auszuschließen.“

9. **Zu Artikel 1** (§ 23 Abs. 5 Satz 1 Nr. 1 EEG)

In Artikel 1 ist in § 23 Abs. 5 Satz 1 Nr. 1 das Wort „Speicherkraftwerke“ durch die Wörter „Pumpspeicherkraftwerke oder Energiespeicher“ zu ersetzen.

Begründung

Pumpspeicherkraftwerke und Talsperren, die primär nach energetischen Gesichtspunkten betrieben werden (Energiespeicher), haben verstärkt die Möglichkeit der monetären „Veredelung“ der Energiegewinnung und werden folgerichtig von der Förderung ausgenommen. Demgegenüber sollen Talsperren mit überwiegend natürlichem Zufluss, die zwar auch Wasserkraftanlagen besitzen, primär aber nach wasserwirtschaftlichen Bedürfnissen (z. B. Wasserrückhalt zur Verminderung des Hochwasserabflusses und/oder Niedrigwasseraufhöhung) betrieben werden, wie Laufwasserkraftwerke gestellt werden.

10. **Zu Artikel 1** (§ 23 Abs. 5 Satz 1 Nr. 2 EEG)

In Artikel 1 ist § 23 Abs. 5 Satz 1 Nr. 2 wie folgt zu fassen:

„2. nach der Errichtung oder Modernisierung der Anlage nachweislich der ökologische Zustand oder das ökologische Potenzial des Gewässers gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert oder ein guter ökologischer Zustand oder ein gutes ökologisches Potenzial des Gewässers erreicht worden ist.“

Begründung

Gemäß der EG-Wasserrahmenrichtlinie gibt es neben dem Begriff des „ökologischen Zustands“ auch den Begriff des „ökologischen Potenzials“ in Abschnitten, die als erheblich verändert eingestuft werden (heavily modified water bodies). Da viele Wasserkraftanlagen gerade auch in diesen Bereichen liegen, ist der Begriff des „ökologischen Potenzials“ zu ergänzen.

Zudem soll mit dieser Änderung ausdrücklich klargestellt werden, dass es auch bei Anlagen, die in einem Wasserkörper liegen oder errichtet werden, der sich bereits insgesamt im guten Zustand bzw. guten Potenzial befindet (integrale Betrachtung), möglich ist, wesentliche Verbesserungen durch örtliche Maßnahmen zu erzielen (lokale Betrachtung). Auch sollen bei der Neuerrichtung von Wasserkraftanlagen auch flussmorphologische Wirkungen (z. B. Sohlstützung zur Stabilisierung der Wasserspiegellagen und somit der Biodiversität in der Aue) als wesentliche Verbesserung im Sinne dieses Gesetzes anerkannt werden können.

11. **Zu Artikel 1** (§ 23 Abs. 5 Satz 2 Nr. 2, Satz 3 – neu – und 4 – neu – EEG)

In Artikel 1 ist § 23 Abs. 5 wie folgt zu ändern:

a) Satz 2 Nr. 2 ist wie folgt zu fassen:

„2. für Anlagen nach den Absätzen 2 und 4 die Vorlage einer Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde, wobei die Behörde auf ein Umweltgutachten Bezug nehmen kann; macht die Modernisierung eine neue Zulassung der Wasserkraftnutzung erforderlich, gilt diese als Nachweis.“

b) Folgende Sätze sind anzufügen:

„Die Form der Bescheinigung nach Satz 2 Nr. 2 bleibt der zuständigen Behörde überlassen. Möglich

ist auch eine Negativbescheinigung in den Fällen, in denen Entscheidungen im Zusammenhang mit Wasserkraftanlagen weder eine Steigerung der Energieproduktion noch eine wesentliche Verbesserung der ökologischen Verhältnisse bewirken.“

Begründung

Zu Satz 2 Nr. 2

Die Entscheidung, ob die Voraussetzungen des Absatzes 5 Satz 1 vorliegen, kann nicht allein einer Umweltgutachterin oder einem Umweltgutachter überlassen bleiben, sondern ist abschließend von der zuständigen Behörde zu treffen.

Zu den Sätzen 3 und 4

In der Praxis haben sich Fälle gezeigt, in denen wasserrechtliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Umgestaltung von Wasserkraftanlagen getroffen werden mussten, ohne dass eine wesentliche ökologische Verbesserung eingetreten ist. In solchen Fällen sollte es der zuständigen Behörde möglich sein, eine Negativbescheinigung im Hinblick auf die Voraussetzungen des § 23 Abs. 5 Satz 1 Nr. 2 auszustellen. So können Mitnahmeeffekte im Hinblick auf die erhöhte Vergütung vermieden werden.

12. **Zu Artikel 1** (§ 27 Abs. 3 Nr. 1 EEG)

In Artikel 1 ist in § 27 Abs. 3 Nr. 1 die Angabe „5 Megawatt“ durch die Angabe „2 Megawatt“ zu ersetzen.

Begründung

Ein effizienter Einsatz der Biomasse setzt neben der Stromproduktion eine entsprechende Wärmenutzung voraus. Die im Gesetzentwurf vorgesehenen Anreize zur stärkeren Wärmenutzung reichen im Leistungsbereich zwischen 2 bis 5 Megawatt allerdings nicht aus. Daher soll der Vergütungsanspruch bereits ab einer Leistungsgrenze von 2 Megawatt an die Stromerzeugung im Wege der KWK gebunden werden.

Gleichzeitig sind auch bei Umsetzung dieser Änderung Einsparungen zu erwarten, die in etwa auf 30 bis 60 Mio. Euro pro Jahr zu veranschlagen sind. Diese Mittel können für weitere, unter Ökologie- und Effizienzgesichtspunkten sinnvolle Verbesserungen des EEG genutzt werden, etwa für die Förderung der Geothermie, die Erweiterung des „Güllebonus“ sowie die Förderung der Klärschlammtrocknung.

13. **Zu Artikel 1** (§ 27 Abs. 3 Nr. 3 – neu – EEG)

In Artikel 1 ist § 27 Abs. 3 wie folgt zu ändern:

a) In Nummer 1 ist am Ende das Wort „und“ durch ein Komma zu ersetzen.

b) In Nummer 2 ist der Punkt am Ende durch das Wort „und“ zu ersetzen.

c) Folgende Nummer 3 ist anzufügen:

„3. aus Anlagen, die neben aus dem Gasnetz entnommenen Biogas auch Erdgas einsetzen, nur, wenn die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber durch ein Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art und Menge der eingesetzten Gase den Nachweis führt, wieviel Biomasse eingesetzt wird. Die EEG-Vergütung wird nur für den Anteil der eingesetzten Biomasse gewährt.“

Begründung

Nach derzeitigem Gesetzestext sind Betreiber eines BHKW, die eingespeistes Biogas nutzen wollen, gezwungen, rechnerisch – auf ein Jahr bezogen – ausschließlich Biogas in dem BHKW einzusetzen. Auch ein zeitweiliger Betrieb mit Erdgas ist ausgeschlossen. Dies führt für die Betreiber zu erheblichen logistischen Problemen bis hin zu Abschaltung eines BHKW kurz vor Jahresschluss, wenn die eingekauften Mengen an Biogas vorzeitig verbraucht sind. Wäre ein zeitweiser Betrieb mit Erdgas erlaubt, könnte das BHKW bei Verzicht auf die EEG-Vergütung mit Erdgas weiterbetrieben werden. Ein Mischbetrieb mit Biogas und Erdgas ist bei Generatoren, die Gase aus dem Gasnetz entnehmen, deshalb unerlässlich.

Die Änderung verursacht keine Mehrkosten.

14. **Zu Artikel 1** (§ 27 EEG)

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, ob für Biogasanlagen ein Bonus/Malus-Vergütungssystem eröffnet werden kann, das Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung im Sinne von § 3 Nr. 6 bis einschließlich 500 Kilowatt nach § 27 Abs. 1 Nr. 1 und 2 um 2,0 Cent je Kilowattstunde erhöht (Bonus), soweit der Strom im Zeitraum von sechs bis 22 Uhr in das Netz eingespeist wird, und um 4,0 Cent je Kilowattstunde in der übrigen Zeit reduziert. Die Festlegung der Zeiträume kann durch eine individuelle Regelung ersetzt werden. Dabei soll die erhöhte Vergütung über insgesamt 16 Stunden und die verringerte Vergütung über insgesamt acht Stunden jeweils innerhalb von 24 Stunden festgelegt werden. Die Regelung soll auch Altanlagen offenstehen.

Begründung

Biomasseanlagen sind grundsätzlich geeignet, bedarfsorientiert Strom zur Verfügung zu stellen. Insbesondere Biogasanlagen können durch Vergrößerung von Gasspeicher und Generator in ein Lastmanagement eingebunden werden und Regelenergie erzeugen. Der Einstieg in ein solches System soll durch eine zeitabhängige Bonus-/Malus-Regelung erreicht werden.

Der Vorschlag sieht für zwei Drittel des Tages zu Zeiten hohen Strombedarfs einen Bonus, für das restliche Drittel einen Malus in doppelter Höhe des Bonus vor. Vorgabe ist ein Bonus zwischen 6 und 22 Uhr und ein Malus in der Nachtzeit. Es werden zudem individuelle Regelungen eröffnet, wonach die Zeiten flexibel gestaltet werden können und beispielsweise mit Hilfe von ferngesteuerten Zählern erfasst werden.

Die Begrenzung der Maluszeit auf ein Drittel des Tages bringt insbesondere für Biogasanlagen den Vorteil, da Gasspeicher und Generatoren kleiner gehalten werden können als dies bei einer halbtägigen Aufteilung der Fall wäre. Die Spreizung von 6 Cent zwischen Bonus und Malus ist als Anreiz für die nötigen Investitionen erforderlich.

Wegen des festgelegten Verhältnisses von 1:2 zwischen Bonus und Malus ergibt sich bei kontinuierlicher Lieferung durchschnittlich keine Erhöhung der Vergütung. Dennoch entsteht eine Win-Win-Situation, indem Anlagenbetreibern eine erlösorientierte Lieferung mit verhältnismäßig geringen Investitionen eine Optimierung des Stromertrags eröffnet und dem Verbraucher damit Strom weitgehend zu Zeiten hoher Nachfrage (Strompreise von 20 Cent je kWh) angeboten wird. Ein Malus zu Zeiten geringer Stromnachfrage (Strompreise unter 10 Cent je kWh) ist daher energiepolitisch wie marktwirtschaftlich sinnvoll und trägt dem Verbraucherschutz Rechnung.

Als Beitrag zur Netzstabilität soll die zeitabhängige Einspeisevergütung auf Anlagen einschließlich einer Leistung von 500 kW begrenzt werden.

15. **Zu Artikel 1** (§ 27, § 64, § 66, Anlage 2, 3 EEG)

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren darauf zu achten, dass die im Gesetz selbst enthaltenen Vorschriften, die Vorschriften in den Anlagen zum Gesetz sowie die Vorschriften in den dazugehörigen Verordnungen, materiell widerspruchsfrei und formell möglichst transparent aufeinander abgestimmt werden.

Begründung

In Vorschriften des EEG-Entwurfs wird mehrfach auf Anlagen zum EEG Bezug genommen sowie auf Voraussetzungen verwiesen, die in untergesetzlichen Vorschriften, die auf der Grundlage von § 64 EEG n. F. zu erlassen sind, niedergelegt sind bzw. werden sollen. Hierdurch entsteht ein nur schwer durchschaubares und vollziehbares Regelwerk.

Besonders plakativ lässt sich dies an § 27 der Vorlage (Biomasse) und den weiteren Regelungen zu diesem Bereich darstellen:

– In § 27 Abs. 1 wird die Vergütung für Strom aus „Biomasse im Sinne der nach § 64 Abs. 1 Nr. 2 erlassenen Biomasseverordnung“ festgelegt.

– Nach § 66 Abs. 2 EEG-Entwurf gilt die alte Biomasseverordnung als Verordnung gemäß § 64 Abs. 1 Nr. 2, solange bis auf der Rechtsgrundlage des § 64 Abs. 1 Nr. 2 eine Verordnung erlassen ist, die ebenso wie die EEG-Novelle an aktuelle Gegebenheiten und Erkenntnisse angepasst ist.

– Nach § 27 Abs. 4 Nr. 2 sollen sich die Vergütungen für Strom nach Absatz 1 erhöhen, der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle „nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz erzeugt wird (Bonus für nachwachsende Rohstoffe)“.

– In Anlage 2 zum EEG werden umfängliche weitere Anforderungen, u. a. mit Verweisen auf ebenfalls in Anlage 2 enthaltene Listen geregelt.

– Unter Nummer III (Positivliste) dieser Anlage 2 ist geregelt, dass als nachwachsende Rohstoffe i. S. v. Nummer I.1 Buchstabe a der Anlage „insbesondere“ bestimmte dort aufgezählte Materialien gelten wie z. B. „Palmöl (…), sofern nachweislich die Anforderungen der Verordnung nach § 64 Abs. 2 Nr. 1 [sic; also nicht die oben bereits genannte Verordnung nach § 64 Abs. 1 Nr. 2] eingehalten sind“.

Auch sollte ein inhaltlicher Abgleich der Biomasseverordnung als Verordnung auf der Grundlage von § 64 Abs. 1 Nr. 2 mit der Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Erzeugung von zu Biokraftstoffen verwendeter Biomasse (Biomasse-NachhaltigkeitsV – BioNachV, im Entwurf vorliegend) vorgenommen werden.

16. **Zu Artikel 1** (§ 28 Abs. 1 EEG)

In Artikel 1 ist § 28 Abs. 1 wie folgt zu fassen:

„(1) Für Strom aus Geothermie beträgt die Vergütung 16,0 Cent pro Kilowattstunde.“

Begründung

Unter den geologischen Rahmenbedingungen Deutschlands fehlen Erfahrungen mit dem Bau und langfristigen Betrieb von Anlagen zur Nutzung der geothermischen Energie zur Stromerzeugung. Deshalb ist es bislang kaum möglich, auf Kostensenkungsspielräume bei der Hochskalierung der Anlagenleistung zu schließen. Belege dafür existieren weder für den Umstand an sich noch dessen Ausmaß. Unter diesen Voraussetzungen macht es keinen Sinn, eine leistungsbezogene Staffelung der Vergütungsstufen einzuführen. Der große Unterschied der vorgeschlagenen Vergütungsstufen würde auch dazu führen, dass keine Anlagen größer als 10 Megawatt geplant und gebaut werden.

Das betriebliche Risiko ist noch so hoch, dass es nur schwer möglich ist, überhaupt langfristig zu kalkulieren. Viele Anlagenkomponenten befinden sich immer noch im Entwicklungsstadium und sind nicht in der Lage, die Lebensdauer der Investitionsabschreibung auch nur annähernd zu erreichen.

Gegenwärtig muss es darum gehen, Investoren zu Gunsten von Anlagen zur Nutzung geothermischer Energie im großtechnischen Maßstab zu gewinnen. Dies gilt sowohl für hydrothermale als auch für petrothermale Anlagen. Auch vor dem Hintergrund der Tatsache, dass weltweit noch keine einzige petrothermale Anlage im Betriebszustand existent und die Investitionen für beide Anlagetypologien ganz beträchtlich sind, ist eine Differenzierung nach Leistungsklassen nicht zielführend und macht keinen Sinn.

Da die Vergütung bis zum nächsten Erfahrungsbericht voraussichtlich nur bei einigen wenigen Fällen zum Tragen kommen kann, bleibt die Änderung weitgehend kostenneutral für das EEG. Mehrkosten werden gegebenenfalls durch Einspareffekte bei den Änderungen zu den §§ 27, 66 sowie den Anlagen 1 und 2 zum EEG-E ausgeglichen.

17. **Zu Artikel 1** (§ 28 Abs. 2 EEG)

In Artikel 1 ist in § 28 Abs. 2 die Angabe „2,0 Cent“ durch die Angabe „3,0 Cent“ zu ersetzen.

Begründung

Der eigentliche Vorteil der Nutzung tiefer Geothermie liegt in der kontinuierlichen Bereitstellung von Wärmeenergie. Die Nutzung dieser geothermischen Wärme-

energie zur Stromerzeugung ist unter den in Deutschland vorliegenden geologischen Rahmenbedingungen dauerhaft lediglich mit relativ geringer Effizienz möglich. Um die Gesamteffizienz zu erhöhen, muss das neue EEG den Anreiz dazu vermitteln, auch die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme zu nutzen. Dieser Anreiz wird mit einem fühlbaren Zuschlag für den effizienten KWK-Betrieb solcher Anlagen vermittelt. Der bislang vorgesehene Wärmenutzungs-Bonus von 2,0 Cent pro Kilowattstunde ist deshalb auf 3,0 Cent anzuheben.

18. **Zu Artikel 1** (§ 33 Abs. 1 EEG)

In Artikel 1 sind in § 33 Abs. 1 nach dem Wort „Lärmschutzwand“ die Wörter „oder zur Überdachung von Stellplätzen“ einzufügen.

Begründung

Parkplätze für Kraftfahrzeuge (Stellplätze) werden heute praktisch ausschließlich nur als Abstellflächen genutzt und sind in aller Regel versiegelt. Diese Nutzung ist ineffektiv, zumal durch eine entsprechende Überdachung mit Fotovoltaik-Modulen problemlos ohne Inanspruchnahme neuer Freilandflächen zusätzlich elektrische Energie auf bereits genutzter Fläche gewonnen werden kann.

Insbesondere große Parkplätze – beispielsweise an Einkaufszentren, Industriebetrieben oder Behörden – eignen sich von der Lage und Größe oft sehr gut für eine energetische Nutzung. Um Anreize für entsprechende Investitionen zu schaffen, sollen Fotovoltaik-Anlagen, die der Überdachung von Parkplätzen dienen, den Anlagen an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden gleichgestellt werden. Dies entspricht im Übrigen den Intentionen des EEG.

19. **Zu Artikel 1** (§ 37 Abs. 2a – neu – EEG)

In Artikel 1 ist in § 37 nach Absatz 2 folgender Absatz 2a einzufügen:

„(2a) Strommengen, die nicht im Rahmen der allgemeinen Versorgung geliefert werden und in Anlagen erzeugt werden, die nicht oder überwiegend nicht der allgemeinen Versorgung dienen, werden bei der Ermittlung der Strommengen nach § 36 Abs. 2 dieser Vorschrift nicht berücksichtigt.“

Begründung

Strom, den Letztverbraucher für sich selbst erzeugen, ist nach dem Gesetzentwurf wie schon nach geltendem Recht nicht in den EEG-Belastungsausgleich einbezogen. Mit der Erzeugung durch den Letztverbraucher selbst sollten die Fälle gleichgestellt werden, in denen eine ausgegliederte Tochtergesellschaft, ein Contracting-Unternehmen, ein Industriepark-Infrastrukturbetreiber o. Ä. die Erzeugung und Versorgung für einen oder mehrere feststehende oder bestimmbare Letztverbraucher übernimmt. Hierbei handelt es sich meist um Stromerzeugung in sehr effizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Eine Belastung dieses Stroms mit der EEG-Umlage würde die Attraktivität solcher Anlagen spürbar reduzieren und stünde daher in Widerspruch zur Zielsetzung des Integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung, zur Minderung der CO_2-Emissionen die Energieerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auszubauen. Zur Abgrenzung dieser Fälle von den sonstigen Stromlieferungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher erscheint der Begriff der allgemeinen Versorgung i. S. v. § 3 Nr. 17 EnWG am besten geeignet.

20. **Zu Artikel 1** (§ 52 Abs. 2 Satz 2 – neu – EEG)

In Artikel 1 ist dem § 52 Abs. 2 folgender Satz anzufügen:

„Die Angaben und der Bericht müssen außerdem einen Haushaltskunden in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen den Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien eines Stromlieferanten zu erkennen.“

Begründung

Die vorgeschlagene Änderung zielt darauf ab, den Haushaltskunden eine Auswahl zwischen mehreren Stromlieferanten unter ökologischen Gesichtspunkten auf Grundlage der von den Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen nach § 52 Abs. 1 bereitzustellenden Angaben zu ermöglichen. Maßstab für die Verständlichkeit der im Internet bereitzustellenden Angaben darf nicht nur die in Satz 1 genannte „sachkundige dritte Person“ sein, sondern muss aus Gründen des Verbraucherschutzes auch der Haushaltskunde ohne besondere Sachkunde sein.

21. **Zu Artikel 1** (§ 56 Abs. 3 EEG)

In Artikel 1 sind in § 56 Abs. 3 die Wörter „darf der Strom aus der betreffenden Anlage nicht nach den §§ 16 bis 33 vergütet werden“ durch die Wörter „darf für den Strom aus der betreffenden Anlage keine Vergütung nach den §§ 16 bis 33 in Anspruch genommen werden“ zu ersetzen.

Begründung

Die Kenntnisse über die Projektzugehörigkeit einer Anlage liegen beim Anlagenbetreiber und nicht beim Netzbetreiber. Es wird daher eine Klarstellung vorgeschlagen, dass der Anlagenbetreiber zur Mitteilung an den Netzbetreiber verpflichtet ist, wenn die Voraussetzungen für den Vergütungsanspruch aus dem EEG nicht mehr gegeben sind.

22. **Zu Artikel 1** (§ 57 EEG)

In Artikel 1 ist § 57 nach der Überschrift wie folgt zu fassen:

„Zur Klärung von Streitigkeiten und Anwendungsfragen ist zum … [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens dieses Gesetzes] beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit eine Clearingstelle einzurichten.“

Begründung

Da mit dem Inkrafttreten des Gesetzes Streitigkeiten über Anwendungsfragen (z. B. innovative Technologien/Technologiebonus) zu erwarten sind, ist es notwendig, die Clearingstelle zeitgleich mit Inkrafttreten des Gesetzes einzurichten.

23. **Zu Artikel 1** (§ 58 EEG)

    In Artikel 1 ist in § 58 nach der Angabe „§§ 16 bis 33“ die Angabe „und §§ 52 bis 55“ einzufügen.

    Begründung

    Die Informations- und Darlegungspflichten der §§ 52 bis 55 dienen in besonderem Maße auch dem Verbraucherschutz. Daher ist es notwendig, bei etwaigen Verstößen eine effektive Kontrolle durch die Verbraucherschutzverbände nach den §§ 8 bis 14 UWG zu ermöglichen.

24. **Zu Artikel 1** (§ 64 Abs. 1 Nr. 6, Abs. 1a – neu – EEG)

    In Artikel 1 ist § 64 wie folgt zu ändern:

    a) Absatz 1 Nr. 6 ist wie folgt zu fassen:

       „6. die Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt, das Recht, für die Eigenvermarktung des Stroms einen finanziellen Anreiz in Anspruch zu nehmen sowie die Art und Höhe des Anreizes und die Anspruchsvoraussetzungen einschließlich der in diesem Fall zu beachtenden Fristen.“

    b) Nach Absatz 1 ist folgender Absatz 1a einzufügen:

       „(1a) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Voraussetzungen zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichs mit dem Ziel, einer stärkeren Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas zu regeln. Insbesondere können durch Rechtsverordnung nach Satz 1 Regelungen zur Veräußerung des Stroms getroffen werden, die ganz oder teilweise durch die Übertragungsnetzbetreiber, die Anlagenbetreiberin, den Anlagenbetreiber oder geeignete Dritte, auch in Kombination mit einem festen Anteil, der von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Profil abzunehmen ist, erfolgen können, sowie zu den hierfür erforderlichen Modalitäten, insbesondere die organisatorische und zeitliche Abwicklung des Ausgleichs.“

    Begründung

    Der EEG-Wälzungsmechanismus ist ein zentrales Element des EEG und sollte deshalb nur durch den Gesetzgeber selbst und nicht durch Verordnung geregelt werden (Wesentlichkeitsprinzip); zumindest sollte die Verordnung angesichts der besonderen Auswirkungen auf die Netzentgelte (und im Einklang mit den Vorgaben des EnWG zu den Netzentgeltverordnungen) an die Zustimmung des Bundesrates gebunden werden. Der in diesem Zusammenhang nachzuweisende Bedarf an Reserveleistungen aufgrund von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen stellt eine der großen Kontroversen bei der Diskussion um die Integration Erneuerbarer Energien in das Stromnetz dar. Anlässlich der Kritik an der Intransparenz und den Kosten der bundesweiten EE-Strom-Verteilung (und Bereitstellung als so genannte Bandlieferungen) und aufgrund verschiedener Initiativen der Strombranche (MVV, VIK, E.ON Sales & Trading, bne), die eine Öffnung des EEG-Veredelungsmarkts zum Ziel haben, hat die BNetzA angekündigt, dass sie die Vorschläge in einem branchenweiten Konsultationsverfahren zur Diskussion stellen will. Auch vor diesem Hintergrund ist es angezeigt, eine grundlegende Änderung in der EE-Strommengenwälzung an die Zustimmung des Bundesrates zu binden.

25. **Zu Artikel 1** (§ 64 Abs. 1 Nr. 6 EEG)

    Der Bundesrat fordert die Bundesregierung auf, zeitgleich zum Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften eine Verordnung nach § 64 Abs. 1 Nr. 6 EEG-E zu erlassen.

    Begründung

    Der bundesweite EEG-Belastungsausgleich in der derzeit praktizierten Form ist unbefriedigend und belastet die Energieversorgungsunternehmen, die Letztverbraucher beliefern, mit erheblichen Prognoserisiken. Mit der Verordnung können verbesserte, unbürokratischere Wege des Belastungsausgleichs, beispielsweise die direkte Vermarktung des EEG-Stroms durch den Übertragungsnetzbetreiber, den Anlagenbetreiber oder geeignete Dritte ohne Weiterleitung der Energie an den Endkunden, eingeführt werden.

26. **Zu Artikel 1** (§ 64 EEG)

    Der Bundesrat bittet, im EEG ergänzend zur „kostendeckenden Vergütung“ eine weitere Möglichkeit der Vergütung zu prüfen, die sich aus den Komponenten Marktpreis und einer über den EEG-Wälzungsmechanismus abzurechnenden Direktvermarktungsprämie zusammensetzt.

    Begründung

    Energiepolitisches Ziel muss es sein, die Erneuerbaren Energien zügig in die Direktvermarktung zu entwickeln. Vor allem Windstrom, Wasserkraft und Biomasse dürften für die Direktvermarktung zunehmend Potenziale bieten.

    Ein durch eine Prämie unterstützter Wechsel zur Eigenvermarktung Erneuerbarer Energien wäre vor allem für Stromversorger bis hin zum Gemeinde- und Stadtwerk eine Möglichkeit, EE-Strom in seine eigene Vermarktung aufzunehmen und daraus eigenständige Stromprodukte zu entwickeln. Eine solche Option der Vergütung würde Eigeninvestitionen von Energieversorgern in Erneuerbare Energien einen zusätzlichen Schub geben.

    Das Prämienmodell kann nur eine Option zusätzlich zur Festvergütung sein. Um das Risiko für denjenigen, der dieses Modell in Anspruch nehmen will, zu minimieren, sollte die Möglichkeit gegeben werden, in die Festvergütung zurückwechseln zu können.

27. **Zu Artikel 1** (§ 66 Abs. 1 EEG)

    In Artikel 1 ist in § 66 Abs. 1 im Eingangssatz nach der Angabe „§ 6“ die Angabe „, § 19 Abs. 1“ einzufügen.

    Begründung

    Der bisherige Anlagenbegriff für mehrere Anlagen, die sich in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden, wurde in der Vergangenheit unterschiedlich interpretiert. Es

existieren Anlagenparks, die trotz räumlicher Nähe der Einzelaggregate eine Vergütung nach der elektrischen Leistung jedes einzelnen Generators bekommen.

Der neue § 19 Abs. 1 schafft Klarheit für zukünftige Investitionen. Allerdings wurden im Vertrauen auf die bisherige Auslegung des Anlagenbegriffs im Biogasbereich z. T. erhebliche Investitionen getätigt, die nur unter Maßgabe der bisherigen Regelung (Einspeisevergütung für jede Einzelanlage) wirtschaftlich arbeiten können. Diese Anlagen sind in ihrer Existenz gefährdet, wenn ihnen in den Übergangsbestimmungen kein Bestandsschutz bezüglich der bisherigen Vergütungsregelung eingeräumt wird.

28. **Zu Artikel 1** (§ 66 Abs. 1 Nr. 4 Satz 2 – neu – EEG)

In Artikel 1 ist dem § 66 Abs. 1 Nr. 4 folgender Satz anzufügen:

„Bei Biogasanlagen kann statt des Nachweises der Heizwerte auch der Nachweis der Gaserträge der eingesetzten Stoffe angewendet werden.“

Begründung

Der Nachweis über die Heizwerte ist nur sinnvoll, wenn die Einsatzstoffe direkt einer Verbrennung zugeführt werden. Bei Vergärung sollte der Nachweis über die Gaserträge ermöglicht werden.

29. **Zu Artikel 1** (§ 66 Abs. 4 – neu – EEG)

In Artikel 1 ist dem § 66 folgender Absatz 4 anzufügen:

„(4) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen mit einer Leistung über 5 Megawatt erzeugt wird, sind anstelle von § 23 Abs. 3 und 4 sowie von § 20 die Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918) in der am 31. Dezember 2008 geltenden Fassung anzuwenden, sofern mit dem Zulassungsverfahren für die Anlagen vor dem 1. Januar 2009 begonnen worden ist und die Anlagen vor dem 31. Dezember 2012 in Betrieb genommen werden.“

Begründung

Die jetzt geltende Regelung für die EEG-Vergütung von großen Wasserkraftanlagen ab 5 MW bestimmt in § 6 Abs. 2 Nr. 1 EEG, dass große Wasserkraftanlagen, die bis zum 31. Dezember 2012 erneuert oder an bestehenden Wehranlagen neu errichtet worden sind, nach den Vorschriften des EEG 2004 vergütet werden. Diese Frist wurde bereits im Hinblick darauf gesetzt, dass das EEG im Jahr 2008 einer Novellierung unterzogen werden sollte.

Im Vertrauen auf die Geltung der Vergütungsansprüche bis 2012 wurden Investitionsentscheidungen getroffen. Mit der Novelle will die Bundesregierung jetzt diesen Wasserkraftanlagen, die eine Inbetriebnahme bis zum 1. Januar 2009 nicht realisieren werden, nachträglich eine deutlich geringere Vergütung zugestehen.

Dieses Vorgehen widerspricht insbesondere dem Vertrauensschutz der Investoren und gefährdet konkret geplante Projekte zur Wasserkraftnutzung, da für Wirtschaftlichkeitsberechnungen selbstverständlich die geltenden Regelungen des EEG herangezogen wurden. Die in der Novelle vorgesehene parallele Verlängerung der Vergütungsdauer von 15 auf 20 Jahre ist für die Investoren wirtschaftlich nicht gleichwertig. In der Wirtschaftlichkeitskalkulation spielen Vergütungen am Ende des Betrachtungszeitraumes nur eine untergeordnete Rolle.

Es ist deshalb geboten, eine Übergangsregelung einzuführen, die nur für die Fälle eine Vergütung nach geltendem EEG-Recht sicherstellt, in denen einer bereits getroffenen Investitionsentscheidung nachträglich die Grundlage entzogen würde.

30. **Zu Artikel 1** (Anlage 2 Nr. III.4 und 10 bis 12 – neu –, Nr. IV.1, Nr. V Tabelle und Satz 1 – neu – EEG)

In Artikel 1 ist Anlage 2 wie folgt zu ändern:

a) Nummer III ist wie folgt zu ändern:

aa) In Nummer 4 sind nach dem Wort „Rüben“ die Wörter „(einschließlich Zucker- und Masserüben)“ einzufügen.

bb) In Nummer 9 ist am Ende der Punkt durch ein Komma zu ersetzen und es sind folgende Nummern anzufügen:

„10. Futterreste, soweit diese im landwirtschaftlichen Betrieb anfallen,

11. Zuschlagstoffe, Enzyme und Gärhilfen ohne nennenswerte Gasproduktion und

12. aussortiertes Gemüse, aussortierte Kartoffeln, aussortierte Heil- und Gewürzpflanzen sowie aussortierte Schnittblumen, soweit diese unmittelbar im land- bzw. gartenbaulichen Betrieb anfallen.“

b) In Nummer IV sind in Nummer 1 nach den Wörtern „aussortierte Schnittblumen“ die Wörter „aus Handel und Verarbeitung“ anzufügen.

c) Nummer V ist wie folgt zu ändern:

aa) Die Tabelle Spalte 1 ist wie folgt zu ändern:

aaa) Die Zeile „Biertreber (frisch oder abgepresst)“ ist zu streichen.

bbb) Die Wörter „Getreideschlempe (Weizen) aus der Alkoholproduktion“ sind durch die Wörter „Getreideschlempe und Vinasse aus der Alkoholproduktion“ zu ersetzen.

ccc) Die Zeile „Masserüben“ ist zu streichen.

ddd) In der Zeile „Obsttrester (frisch, unbehandelt)“ ist das Wort „Obsttrester“ durch das Wort „Trester“ zu ersetzen.

eee) Die Zeile „Zuckerrüben“ ist zu streichen.

fff) In der Zeile „Zuckerrübenschnitzel“ sind die Wörter „als Nebenprodukt der Zuckerproduktion“ anzufügen.

ggg) Folgende Zeile ist anzufügen:

„Zuckerrübenpressschnitzel 242“.

hhh) Folgende Zeilen sind anzufügen:

„– Getreideabputz

– Rübenkleinteile

– aussortiertes Gemüse, aussortierte Kartoffeln, aussortierte Heil- und Gewürzpflanzen sowie aussortierte Schnittblumen aus Handel und Verarbeitung“.

bb) Nach der Tabelle ist folgender Satz einzufügen:

„Soweit Standard-Biogaserträge für Stoffe der Positivliste V nicht vorliegen, sind diese bei deren Einsatz von dem Anlagenbetreiber durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters nachzuweisen.“

B e g r ü n d u n g

Durch die Einführung einer Positiv- und Negativliste zur Konkretisierung der Begriffsdefinition nachwachsende Rohstoffe schafft der Gesetzgeber Rechtsklarheit in einem insbesondere für Biogasbetreiber bisher unklaren Bereich zur Verwendung von Einsatzstoffen in Biomasseanlagen. Zu einzelnen Einsatzstoffen bestanden unterschiedliche Auffassungen zur zulässigen Verwendung in Biogasanlagen, ohne den Bonus für nachwachsende Rohstoffe zu gefährden. Diese Gefährdung ist bei der Höhe des Bonus mit einer Gefährdung der wirtschaftlichen Existenz gleichzusetzen.

Die Definition von nachwachsenden Rohstoffen und die Ausgestaltung der Positiv- und Negativliste entscheiden damit maßgeblich über Stoffströme in landwirtschaftlichen Betrieben und im ländlichen Raum.

Es hat sich gezeigt, dass die bisherige sehr enge Definition der nachwachsenden Rohstoffe auf Ebene der landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen und gartenbaulichen Betriebe zu logistisch und energetisch unsinnigen Stoffströmen führt. Deshalb sind in Anlage 2 Korrekturen in den Positivlisten erforderlich.

Zu Buchstabe a Doppelbuchstabe bb Nr. 11 – neu –

Der Einsatz der genannten Stoffe in nachwachsende Rohstoffe-Anlagen muss im Hinblick auf eine möglichst hohe Effizienz der Anlagen möglich sein, ohne den Bonus zu gefährden.

Zu Buchstabe c Doppelbuchstabe aa
Dreifachbuchstabe aaa

Biertreber ist aus der Positivliste zu streichen, da dieser keinen biogenen Reststoff darstellt, sondern schon bisher vollständig als hochwertiges Futtermittel Verwendung findet. Hier sollte das EEG keine Konkurrenzsituation schaffen, die zu einer künstlichen Verteuerung von Futtermitteln führt.

Zu Buchstabe c Doppelbuchstabe aa
Dreifachbuchstabe bbb

Getreideschlempe sollte wegen der Bedeutung von Roggen für die Bioethanolproduktion nicht auf Weizen beschränkt werden. Ein äquivalentes Produkt ist auch Vinasse aus der Bioethanolproduktion aus Zuckerrüben.

Zu Buchstabe c Doppelbuchstabe aa
Dreifachbuchstabe ccc und eee

Masserüben und Zuckerrüben sind „nachwachsende Rohstoffe“ im Sinne der Definition der Nummer II.1 der Anlage 2: Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen und müssen deshalb nicht in die Positivliste aufgenommen werden.

Zu Buchstabe c Doppelbuchstabe aa
Dreifachbuchstabe ggg

Es ist der Unterschied zu den im Rahmen der direkten Zuckerrübenverwertung anfallenden Schnitzel zu verdeutlichen.

31. **Zu Artikel 1** (Anlage 2 Nr. VI.2 EEG)

In Artikel 1 ist Anlage 2 Nr. VI.2 wie folgt zu fassen:

„2. Die Höhe des Bonus nach Nummer 1 erhöht sich bei anaerober Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle (Strom aus Biogas) für Anlagen bis einschließlich einer Anlagenleistung von 500 Kilowatt im Sinne von § 3 Nr. 6 um 3,0 Cent pro Kilowattstunde, wenn der Anteil von Gülle im Sinne der Nummer II.2 mindestens 50 Masseprozent beträgt. Der Mindestanteil der Gülle ist durch Führung eines Betriebstagebuchs nachzuweisen.“

B e g r ü n d u n g

Die Anlagengröße, für die der Güllebonus gewährt werden kann, soll auf 500 Kilowatt angehoben werden. Gleichzeitig sollen die Anforderungen durch die Anhebung auf 50 Masseprozent verschärft werden. Die bisher vorgesehene Regelung (150 Kilowatt und 30 Masseprozent Anteil Gülle) wird nicht zu dem gewünschten Effekt führen, verstärkt Gülle in Biogasanlagen einzusetzen. Darüber hinaus ist der vorgesehene Anteil von 30 Masseprozent Gülle nahezu von allen Anlagen machbar, so dass mit der vorgesehenen Regelung lediglich Mitnahmeeffekte generiert werden. Der im Gesetzentwurf vorgesehene Nachweis durch ein Gutachten ist durch den Nachweis im Betriebstagebuch zu ersetzen, um sachlich nicht begründeten Verwaltungs- und Kostenaufwand zu minimieren.

32. **Zu Artikel 1** (Anlage 3 Nr. III.2, 4 bis 6 EEG)

In Artikel 1 ist Anlage 3 Nr. III wie folgt zu ändern:

a) In Nummer 2 sind die Wörter „mit einer Länge von mindestens 400 Meter und“ zu streichen.

b) Die bisherigen Nummern 4 bis 6 sind durch folgende Nummer 4 zu ersetzen:

„4. die Beheizung und gegebenenfalls Kühlung von Betriebsgebäuden für die Geflügelaufzucht, Tierställe, Unterglasanlagen für die Aufzucht und Vermehrung von Pflanzen und Aquakulturen sowie“.

B e g r ü n d u n g

Zu Buchstabe a

Die Festlegung einer Untergrenze bei den Anforderungen an das entsprechende Wärmenetz erscheint willkürlich und sachlich nicht gerechtfertigt zu sein, da dies insbesondere von der Struktur des Wärmeversorgungs-

gebietes und den Wärmekundinnen oder -kunden stark abhängt.

Zu Buchstabe b

Die vorgesehene Vorgabe von Obergrenzen (kW pro Tier) in der Tierhaltung ist nicht erforderlich. Es muss sowohl die Option „Heizen“ als auch „Kühlen“ in der Tierhaltung einschließlich in der Aquakultur berücksichtigt werden.

Sofern die anfallende Wärme zur Beheizung im Sinne der neuen Nummer 4 vorliegt, ist eine sinnvolle Wärmenutzung gegeben. Willkürliche Obergrenzen und Einschränkungen, wie im Gesetzentwurf vorgesehen, führen lediglich zu einem nicht vertretbaren Verwaltungsaufwand.

33. **Zu Artikel 1** (Anlage 3 Nr. III.5* – neu –, Nr. IV.2 EEG)

In Artikel 1 ist Anlage 3 wie folgt zu ändern:

a) Der Nummer III ist folgende Nummer 5 anzufügen:

„5. die Nutzung als Wärme für die Trocknung von Klärschlamm aus der kommunalen Abwasserreinigung bis zu einem Wärmeeinsatz von 1 500 kWh und einem Stromeinsatz von 100 kWh pro Tonne Wasserverdunstung im Jahresmittel.“

b) Der Nummer IV.2 sind vor dem Komma am Ende folgende Wörter „und mit Ausnahme der Nutzung als Wärme für die Klärschlammtrocknung aus der kommunalen Abwasserreinigung“ anzufügen.

Begründung

Die Klärschlammtrocknung mittels Erneuerbarer Energien, insbesondere Biogasanlagen, ermöglicht eine weitere thermische Verwertung in Kohlekraftwerken, Zementwerken usw. unter Einsparung von fossilen Brennstoffen. Die Klärschlammtrocknung mit Niedertemperatur-Abwärme aus Biogas-BHKW hat inzwischen eine technische Weiterentwicklung erfahren und wird von verschiedenen Herstellerfirmen angeboten. Die bislang verwirklichten Projekte zur Klärschlammtrocknung in Biogasanlagen wurden wesentlich durch die Zahlung des KWK-Bonus auf der Grundlage des EEG 2004 unterstützt. Für die Annahme von Trockenschlamm verlangen etwa Kohlekraftwerke und Zementwerke Zuzahlungen. Derzeit wird für Trockenschlamm in Kohlekraftwerken, Zementwerken usw. noch kein positiver Marktpreis bezahlt. Deshalb ist zur Realisierung weiterer Verbundprojekte (Klärschlammtrocknung in Biogasanlagen) die Gewährung des KWK-Bonus erforderlich. Insofern ist eine entsprechende Ergänzung der Positivliste in Anlage 3 erforderlich.

Abschätzungen gehen davon aus, dass insgesamt rund 1 900 Biogasanlagen erforderlich wären, um sämtlichen Klärschlamm in Deutschland zu trocknen. Mit den daraus entstehenden 2,5 Mio. Tonnen Trockenschlamm könnte man in der Industrie die Verbrennung von 890 000 Tonnen Steinkohle vermeiden; das sind 0,17 Prozent des deutschen Primärenergieverbrauchs. Auch eine teilweise Realisierung dieses Potenzials erscheint sinnvoll. Werden 10 Prozent dieser Klärschlammmengen unter Nutzung des KWK-Bonus getrocknet, ergibt sich eine Erhöhung der EEG-Vergütung um ca. 10 Mio. Euro pro Jahr. Die Mehrkosten werden durch Einspareffekte bei den Änderungen zu den §§ 27, 66 sowie den Anlagen 1 und 2 zum EEG-E ausgeglichen.

34. **Zu Artikel 1** (Anlage 3 Nr. III.3a – neu –, Nr. IV.2 EEG)

In Artikel 1 ist Anlage 3 wie folgt zu ändern:

a) In Nummer III ist nach Nummer 3 folgende Nummer 3a einzufügen:

„3a. die technische Trocknung von Scheitholz und Holzhackschnitzeln mit einer Obergrenze von 1,0 Kilowattstunden je Kilogramm Trockenmasse,“.

b) In Nummer IV.2 sind die Wörter „Holzpellets zur Nutzung als Brennstoff“ durch die Wörter „Biomassepresslingen** und der technischen Trocknung von Scheitholz und Holzhackschnitzeln gemäß Nummer III.3a“ zu ersetzen.

Begründung

Die technische Trocknung von Holzscheiten und Hackschnitzeln gewinnt nicht zuletzt aufgrund der Feinstaubdiskussion weiter an Bedeutung. Daher soll auch diese Wärmenutzung mit dem KWK-Bonus honoriert werden. Zudem wird eine Ungleichbehandlung gegenüber Holzpellets aufgehoben.

Durch die Festlegung einer Obergrenze der Vergütung auf 1 Kilowattstunde je Kilogramm Trockenmasse des Holzes werden Trocknungskonzepte mit schlechter Energiebilanz ausgeschlossen. Die Festlegung entspricht etwa 20 Prozent der in der Biomasse enthaltenen Energie und in etwa dem Energiegewinn, der maximal durch die Trocknung erzielt werden kann.

Der Massennachweis kann über einfache Umrechnungszahlen aus den getrockneten Mengen geführt werden.

35. **Zu Artikel 1** (Anlage 3 Nr. III.3, Nr. IV.2, Anlage 4 Nr. III.3, Nr. IV.2 EEG)

In Artikel 1 ist

a) in Anlage 3 Nummer III.3,

b) in Anlage 3 Nummer IV.2,

c) in Anlage 4 Nummer III.3 und

d) in Anlage 4 Nummer IV.2

jeweils das Wort „Holzpellets“ durch das Wort „Biomassepresslingen“ zu ersetzen.

Begründung

Angesichts der Vielzahl an auch künftig möglichen Biomassepresslingen ist eine Einschränkung auf Holzpellets nicht sinnvoll.

Angesichts des erforderlichen Ausbaus der Bioenergienutzung im Wärmebereich ist eine alleinige Beschränkung auf Holzpellets nicht gerechtfertigt. Daher muss der Begriff Holzpellets durch Biomassepresslinge er-

* Vergleiche hierzu auch Ziffer 32.

** Vergleiche hierzu auch Ziffern 35 und 36.

setzt werden, da Holzpellets nicht das ganze Spektrum dieser speziell produzierten Brennstoffe abdecken.

36. **Zu Artikel 1** (Anlage 3 Nr. III.3, Nr. IV.2, Anlage 4 Nr. III.3, Nr. IV.2 EEG)

In Artikel 1 sind

a) in Anlage 3 Nr. III.3,

b) in Anlage 3 Nr. IV.2,

c) in Anlage 4 Nr. III.3 und

d) in Anlage 4 Nr. IV.2

jeweils die Wörter „zur Nutzung als Brennstoff“ zu streichen.

Begründung

Der Gewährung des KWK- oder Wärmenutzungs-Bonus soll nicht vom Verwendungszweck der getrockneten Holzpellets abhängen.

37. **Zu Artikel 1** (Anlage 4 Nr. III.4 – neu –, Nr. IV.2 EEG)

In Artikel 1 ist Anlage 4 wie folgt zu ändern:

a) Nummer III ist wie folgt zu ändern:

aa) In Nummer 2 ist am Satzende das Wort „und“ durch ein Komma zu ersetzen.

bb) In Nummer 3 ist am Satzende der Punkt durch das Wort „und“ zu ersetzen.

cc) Nach Nummer 3 ist folgende Nummer 4 anzufügen:

„4. die technische Trocknung von Scheitholz und Holzhackschnitzeln mit einer Obergrenze von 1,0 Kilowattstunden je Kilogramm Trockenmasse.“

b) In Nummer IV sind in Nummer 2 die Wörter „Holzpellets zur Nutzung als Brennstoff“ durch die Wörter „Biomassepresslingen* und der technischen Trocknung von Scheitholz und Holzhackschnitzeln gemäß Nummer III.4“ zu ersetzen.

Begründung

Die technische Trocknung von Holzscheiten und Hackschnitzeln gewinnt nicht zuletzt aufgrund der Feinstaubdiskussion weiter an Bedeutung. Daher soll auch diese Wärmenutzung mit dem Wärmenutzungs-Bonus honoriert werden. Zudem wird eine Ungleichbehandlung gegenüber Holzpellets aufgehoben.

Durch die Festlegung einer Obergrenze der Vergütung auf 1 Kilowattstunde je Kilogramm Trockenmasse des Holzes werden Trocknungskonzepte mit schlechter Energiebilanz ausgeschlossen. Die Festlegung entspricht etwa 20 Prozent der in der Biomasse enthaltenen Energie und in etwa dem Energiegewinn, der maximal durch die Trocknung erzielt werden kann.

Der Massennachweis kann über einfache Umrechnungszahlen aus den getrockneten Mengen geführt werden.

* Vergleiche hierzu auch Ziffern 35 und 36.

38. **Zu Artikel 1 allgemein** (EEG)

Der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wurde insbesondere durch die Vergütungsregelungen im EEG in den vergangenen Jahren erheblich vorangetrieben. Wirtschaftsunternehmen haben diese Chance im Bereich der energetischen Nutzung von Biomasse ergriffen und erhebliche Investitionen auf Grundlage der rechtlichen Regelungen und gesetzlichen Definitionen getätigt.

Der Bundesrat bittet die Bundesregierung und die Mitglieder des Bundestages, im weiteren Verlauf der Beratung des vorliegenden Gesetzentwurfs zur Neuregelung des EEG dafür Sorge zu tragen, dass die auf der Grundlage der bisherigen Bestimmungen des EEG errichteten Anlagen nicht in ihrem Bestand und in ihrer wirtschaftlichen Existenz gefährdet werden.

Der Bundesrat stellt fest, dass von Seiten der Wirtschaft als eine wichtige Voraussetzung für wirtschaftliche Entwicklung und Investitionstätigkeit verlässliche politische Rahmenbedingungen genannt werden. Durch das EEG werden für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien die entscheidenden Rahmenbedingungen gesetzt. Diese haben in den vergangenen Jahren zu erheblichen Investitionen und zum Ausbau dieses Wirtschaftsbereichs geführt. Durch den vorliegenden Gesetzentwurf zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften besteht durch die §§ 19 (Vergütung für Strom aus mehreren Anlagen) und 66 (Übergangsvorschriften) die Gefahr, dass mit hohen Investitionskosten umgesetzte Anlagenkonzepte, die den bisherigen Regelungen des EEG entsprachen, durch eine Neudefinition des Anlagenbegriffs und der Vergütungsregelung in ihrer wirtschaftlichen Existenz gefährdet werden. Eine derartige Entwicklung und ein erneuter Verlust politischer Glaubwürdigkeit muss verhindert werden.

Außerdem ist eine Regelung zu finden, die es Anlagen nach § 27, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, ermöglicht, bei entsprechenden Umrüstungen der Anlage, die Boni nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 und 3 zu erhalten.

Begründung

Die Stellungnahme zielt darauf ab, im Gesetzentwurf Regelungen zu finden, die den erforderlichen Bestandsschutz für Altanlagen gewähren, aber auch für diese Anlagen die Möglichkeit eröffnen, die Neuerungen des Gesetzes in vollem Umfang in Anspruch zu nehmen. Insbesondere der KWK-Bonus und der Technologie-Bonus sollte auch für Anlagen gewährt werden, die vor dem 31. Dezember 2008 in Betrieb genommen worden sind. Damit soll eine Anreizfunktion im Gesetz aufgenommen werden, auch bei Altanlagen, Umrüstungen und Modernisierungen vorzunehmen.

39. **Zum Gesetzentwurf allgemein**

a) Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren den Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammen-

hängender Vorschriften sowie die weiteren im Rahmen ihres „Integrierten Energie- und Klimaprogramms“ (IEKP) vorgesehenen Gesetzesvorhaben daraufhin zu überprüfen und die geplanten Einzelmaßnahmen so zu optimieren, dass die mit dem Maßnahmenpaket insgesamt verfolgten energie- und klimapolitischen Ziele mit der geringst möglichen Belastung für die Verbraucher und die Volksirtschaft erreicht werden.

Die vielfältigen Gesetzesvorhaben, die die Bundesregierung im Zuge der Umsetzung ihres IEKP begonnen hat, sind nicht in allen Punkten so miteinander verzahnt beziehungsweise so aufeinander abgestimmt, dass als Ergebnis ein schlüssiges, optimiertes Ganzes erwartet werden kann. Beispielsweise soll einerseits die industrielle Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung im KWKG nur unter bestimmten Voraussetzungen zulageberechtigt sein, wenn der Strom nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, sondern er im Sinne einer Eigenversorgung nach § 110 Abs. 3 EnWG an ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes geliefert wird (§ 4 Abs. 3a KWKG-E). Andererseits wird dieser Strom nach § 37 Abs. 6 EEG-E weiterhin mit der EEG-Umlage belastet. Beide Vorgänge – Zuschlagszahlung, also Begünstigung, im Rahmen des KWKG und Belastung durch EEG-Umlage – führen zu widersprüchlichen Signalen an die Wirtschaft und zu Verwaltungsaufwand an verschiedenen Stellen. Es sollte ein widerspruchsfreies System im Rahmen des IEKP konzipiert werden.

b) Zur Verfügbarmachung aktueller Daten zum Ausbau der Erneuerbaren Energien für die Länder

   Die Bundesregierung wird gebeten, den Ländern die für eine zeitnahe Statistik zu Stand und Entwicklung der Erneuerbaren Energien im Strombereich notwendigen Daten mit Auswertbarkeit auf Landkreis- und Gemeindeebene zur Verfügung zu stellen.

c) Das energetische Potenzial der jährlich anfallenden tierischen Nebenprodukte in Deutschland wird aufgrund der rechtlichen Vorgaben gegenwärtig nur unzureichend genutzt. Das liegt insbesondere daran, dass die Materialien der Kategorien 1 und 2 nicht als Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung anerkannt sind. Bei vollständiger Nutzung dieser mengenmäßig bedeutenden biogenen Reststoffe könnten jährlich rund 1 Mio. Tonnen Kohlenstoffdioxid (CO_2) eingespart werden. So weist auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen in seinem im Juli 2007 erschienenen Sondergutachten „Klimaschutz durch Biomasse“ ausdrücklich auf diese Potenziale hin.

   Um das bioenergetische Potenzial der tierischen Nebenprodukte bei Einhaltung der tierseuchenrechtlichen Anforderungen an die Entsorgung voll auszuschöpfen, wird die Bundesregierung aufgefordert:

   – § 3 Nr. 9 der Biomasseverordnung zu streichen und die tierischen Nebenprodukte der Kategorien 1 und 2 als Biomasse gemäß § 2 in die Biomasseverordnung aufzunehmen. Dabei sollen:

     – die tierischen Fette beider Kategorien für die Biodieselproduktion und Energieerzeugung sowie

     – das Tiermehl beider Kategorien für die Energieerzeugung

     zugelassen werden.

   Als Folgeänderung ist die Einschränkung des Einsatzes tierischer Fette in der Biodieselproduktion zurückzunehmen. Betroffen sind davon:

   – § 50 Abs. 4 des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) und

   – § 37b des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG).

   Des Weiteren wird die Bundesregierung aufgefordert, den Ausschluss der Quotenanrechnung von Biokraftstoffen aus tierischen Fetten ab 1. Januar 2012 aufzuheben.

Begründung

Zu Buchstabe b

Für die Umsetzung von Standorten der Erneuerbaren Energien kommt den Ländern, den Planungsgemeinschaften, Landkreisen und Kommunen eine zentrale Rolle zu. Damit diese den Ausbau entsprechend der politischen Zielsetzungen gestalten können, benötigen auch diese Ebenen zeitnah entsprechende Daten.

Nach dem EEG-Novellierungsentwurf gibt es seitens der Netzbetreiber umfassende Informationspflichten an die Bundesnetzagentur, die alle erforderlichen Daten für eine zeitnahe Statistik zu Stand und Entwicklung der Erneuerbaren Energien auf Gemeinde-, Landkreis- und Länderebene enthalten (vgl. z. B. § 55 Abs. 2). Details der Ausgestaltung könnten auf Bund-Länder-Ebene abgestimmt werden.

Zu Buchstabe c

Durch die europäische Neufassung des tierischen Nebenprodukterechts im Jahr 2002 (Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte) und die damit verbundenen Folgenormen wurde der Weg zur nachhaltigen Nutzung der im Landwirtschaftssektor im Rahmen der Schlachtung und Viehverwertung zwangsläufig anfallenden erheblichen Tonnagen an Tierfetten und -mehlen aller drei Risikokategorien geebnet. Die Entsorgungssicherheit im Hinblick auf tierseuchenhygienische Gesichtspunkte wurde dabei gewahrt. Seitdem hat schrittweise eine Anpassung des nationalen Rechts stattgefunden; u. a. sind die K-3-Materialien als Biomasse gemäß § 2 der Biomasseverordnung anerkannt worden.

Die Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV) vom 21. Juni 2001 legt im Hinblick auf den Anwendungsbereich des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000 fest, welche Stoffe als Biomasse gelten. Sie ist zugleich Grundlage für die Definition von Bio-

kraft- und Bioheizstoffen nach dem Energiesteuergesetz (EnergieStG) und dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG).

Tierische Nebenprodukte fallen zwar gemäß § 2 BiomasseV grundsätzlich unter den Biomassebegriff, aber § 3 Nr. 9 beschränkt dies auf Material der Kategorie 3 der Verordnung (EG) 1774/2002. Tierische Nebenprodukte der Kategorien 1 und 2 sind dadurch bislang vom Biomassebegriff ausgeschlossen.

Für die Steuerbegünstigung von Biodiesel sowie die Anrechnung von beigemischtem Biodiesel auf die Quotenverpflichtung ist ebenfalls die BiomasseV ausschlaggebend. Tierische Fette der Kategorien 1 und 2 können somit nicht zur Biodieselproduktion eingesetzt werden.

Gemäß § 37b BImSchG werden Energieerzeugnisse, die vollständig oder teilweise aus tierischen Ölen oder Fetten hergestellt werden, ab dem 1. Januar 2012 nicht mehr auf die Erfüllung von Verpflichtungen nach § 37a Abs. 1 Satz 1 und 2 in Verbindung mit § 37a Abs. 3 angerechnet. Der vollständige Ausschluss tierischer Fette von der Biokraftstoffbeimischung ab 2012 wäre damit die Folge.



Gesamtherstellung: H. Heenemann GmbH & Co., Buch- und Offsetdruckerei, Bessemerstraße 83–91, 12103 Berlin
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, Amsterdamer Str. 192, 50735 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Telefax (02 21) 97 66 83 44
ISSN 0722-8333